

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации и одновременно-раздельной закачки для разработки многопластовых месторождений Западной Сибири</b>

УДК 622.276.56(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Митрохин Никита Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
заведующий лаборатории РМНГ	Деева Т.А.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С	Д.Г.-М.Н		

Томск – 2019 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Митрохину Никите Сергеевичу

Тема работы:

Применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации и одновременно-раздельной закачки для разработки многопластовых месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора ИШПР	№7340/с от 19.07.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.08.2019
------------------------------------------	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Данные пластовых свойств и флюидов, гидродинамическая модель месторождения.</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обзор источников литературы, относящийся к данной тематике</li> <li>- Анализ компоновок рассматриваемой технологии.</li> <li>- Получение результатов эффективности рассматриваемой технологии на синтетической модели</li> <li>- Применение аналитического расчёт и проверка его достоверности</li> <li>- Анализ эффективности технологии на гидродинамической модели месторождения.</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Рисунки – 31 шт.</li> <li>- Обзорная карта Майского месторождения</li> <li>- Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.</li> <li>- Стратиграфия объектов разработки</li> <li>- Тектоническая карта района месторождения</li> <li>- Набор компоновок ОРД и ОРЗ</li> <li>- Свойства пластов и флюидов синтетической модели</li> <li>- Блок-схема моделируемых ситуаций</li> <li>- Гидродинамические модели и разрезы</li> <li>- Подобранные оптимальные параметры разработки для каждого моделируемого случая</li> <li>- График ОФП для пластов синтетической модели</li> <li>- График зависимости <math>S_w</math> от <math>f_w</math>, применяемый для аналитического расчета</li> <li>- Характеристика пластов рассматриваемого месторождения.</li> </ul>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)</p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Ph.D., профессор Ишков О.Ю.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>д.г.-м.н., профессор Белозеров В.Б.</p>
<p>Специальные вопросы</p>	<p>заведующий лаборатории РМНГ Деева Т.А.</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	<p>1. Обзор литературы – 1. Literature review</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>24.06.2019</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С..	Д.Г.-М.Н.		24.06.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Митрохин Никита Сергеевич		24.06.2019

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ71	Митрохину Никите Сергеевич

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экономической эффективности..
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки стоимости ремонта скважин, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение ремонтных работ согласно нормам
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%.

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	- Постановка целей и задач - Основные рамки проекта - Составление структуры проекта - Презентация результатов проекта
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности одновременно-раздельной эксплуатации.

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Стоимость основного оборудования ОРЭ для одной скважины
2. Расходы на заработную плату сотрудникам Сведения о рабочей группе проекта
3. Затраты на транспортные нужды
4. Затраты, приходящиеся на обслуживание цехов
5. Основные расходы на внедрение ОРЭ
6. Данные для расчёта рентабельности

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	24.06.2019
-------------------------------------------------------------	------------

## Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
профессор	Ишков О.Ю.			24.06.2019

## Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ТМ71	Митрохин Никита Сергеевич		24.06.2019

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ71	Митрохину Никите Сергеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (вредные вещества, освещение, шумы, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Основным технологическим процессом в данной работе является оборудование ОРЭ, установка и функционирование которой представляет собой непосредственный производственный процесс, в процессе которого могут возникать вредные факторы, влияющие на сотрудников предприятия и окружающую среду, а также происходить чрезвычайные ситуации, угрожающие безопасности</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Оценка факторов вредного воздействия, таких как уровень шума, метеорологические условия, электромагнитное излучение и определение мероприятий, вводимых с целью их устранения</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Рассмотрение опасных факторов, такие как электрический ток и пожароопасность</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>При разработке и эксплуатации нефтяного месторождения происходит негативное воздействие на состояние атмосферы, литосферы и гидросферы. Данные вредные процессы связаны со строительством наземных и подземных объектов добычи нефти, строительства скважин, в ходе которого происходит загрязнение грунтовых вод и грунта, и производственно-промышленные процессы</p>

	добычи нефти, которые также наносят вред окружающей среде
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	Анализ основных типов чрезвычайные ситуации и подробный анализ наиболее возможной ЧС (разливы и утечки нефти) в условиях данной темы
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	Изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и условий труда. Произведен анализ вредных факторов, влияющих на условие труда, и даны рекомендации по их устранению
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Предельно допустимые уровни звукового давления</li> <li>- Предельно допустимые значения энергетической экспозиции</li> <li>- Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.</li> <li>- Основные вредные вещества</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.06.2019
------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		24.06.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Митрохин Никита Сергеевич		24.06.2019

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
--------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.08.2019
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.06.2019	Литературный обзор	
02.07.2019	Анализ эффективности технологии ОРЭ на примере синтетической модели	
13.07.2019	Аналитическое решение поставленной задачи	
15.07.2019	Сбор общих сведений о месторождении	
16.08.2019	Применение ранее полученных методов анализа на рассматриваемом месторождении	
28.08.2019	Финансовый менеджмент	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		24.06.2019

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С	Д.Г.-М.Н		24.06.2019

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка

ОРД – одновременно-раздельная добыча

ЭЦН – электроцентробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПЭД – погружной электродвигатель

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГИС – геофизические исследования скважин



## ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ .....	17
ВВЕДЕНИЕ .....	19
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ .....	20
1.1 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	21
1.2 Стратиграфия .....	24
1.3 Тектоника.....	27
1.4 Нефтегазоносность .....	28
2. ПРАКТИЧЕСКИЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	32
2.1 Актуальность внедрения технологии .....	32
2.2 Литературный обзор .....	33
2.3 Компоновки одновременно-раздельной добычи (ОРД) .....	35
2.4 Компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) .....	42
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СИНТЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	45
3.1 Входные параметры модели .....	45
3.2 Симуляция случаев без перетока .....	47
3.3 Симуляция случаев с перетоком.....	51
4. АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЯ ВОПРОСА О ПОДБОРЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	61
5. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МОДЕЛИ РЕАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	66
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	72
6.1 Анализ основных затрат на установку рассматриваемой технологии	72
6.2. Учёт расходов, направленных на функционирование предприятия	74

6.3 Оценка экономической эффективности .....	78
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	82
7.1 Оценка факторов вредного воздействия и характеристика мероприятий, вводимых с целью их устранения.....	82
7.1.1 Шум .....	82
7.1.2 Метеорологические условия .....	84
7.1.3 Электромагнитное излучение .....	86
7.2 ОЦЕНКА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ И ХАРАКТЕРИСТИКА МЕРОПРИЯТИЙ, ВВОДИМЫХ С ЦЕЛЬЮ ИХ УСТРАНЕНИЯ .....	87
7.2.1 Электрический ток.....	87
7.2.2 Пожароопасность.....	88
7.3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....	90
7.3.1 Санитарно-защитная зона .....	90
7.3.2 Защита атмосферы.....	90
7.3.3 Защита гидросферы .....	92
7.3.4 Защита литосферы .....	93
7.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	94
7.4.1 Анализ чрезвычайных ситуаций .....	94
7.4.2 Утечка углеводородов .....	95
7.5 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	95
7.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	95
7.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	98
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	101

**Результаты освоения основной образовательной программы (DD)**

Код	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
<b>Общие по направлению подготовки (специальности)</b>		
<b>Р1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> , <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>Р2</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> , <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>Р3</b>	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6;

	<p>знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства</p>	<p>ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b></p>
<b>Р4</b>	<p>Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b></p>

<b>P5</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P6</b>	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P7</b>	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116</b>

	требования по защите окружающей среды	<i>Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
<b>Профиль 1 – Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа</b>		
<b>Р8</b>	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
<b>Р9</b>	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)

<b>P10</b>	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-8; ПК-12; ПК-12; ПК-13; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>Профиль 2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</b>		
<b>P11</b>	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)</b> , <b>(40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений)</b> , <b>(40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам)</b> ; <b>(19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата)</b> , <b>(19.021 Специалист по промысловой геологии)</b>
<b>P12</b>	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178 Специалист в области</b>

		<p>проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), <b>(40.116</b> Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), <b>(40.011</b> Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); <b>(19.007</b> Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), <b>(19.021</b> Специалист по промысловой геологии)</p>
<b>P13</b>	<p>Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи</p>	<p>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: <b>(40.178</b> Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), <b>(40.116</b> Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), <b>(40.011</b> Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); <b>(19.007</b> Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), <b>(19.021</b> Специалист по промысловой геологии)</p>



## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 110 с., 31 рис., 37 табл., 20 источников.

**Ключевые слова:** одновременно-раздельная эксплуатация, одновременно-раздельная закачка, одновременно-раздельная добыча, многопластовое месторождение, синтетическая многопластовая модель, фронт вытеснения, время прорыва воды, подбор оптимальных параметров, приёмистость, гидродинамическая модель, эффективность разработки, коэффициент извлечения нефти

**Объектом исследования** является нефтяное месторождение, расположенное в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтяной провинции

**Цель работы** – Определить эффективность внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на рассматриваемом многопластовом месторождении

Основным направлением магистерской работы являлось применение исторических и практических знаний о технологии ОРЭ с целью её реализации на месторождении. Главной целью, поставленной перед рассматриваемой технологией, является увеличение эффективности выработки запасов пластов с разными значениями проницаемости, и попытка оптимизации параметров разработки с возможностью получить едино положение фронта вытеснения по всем пластам.

В процессе работы на синтетической модели был составлен определенный аналитический подход к определению времени прорыва, который с определённой погрешностью совпадал с синтетическими данными. В дальнейшем данный подход был использован при анализе внедрения технологии на рассматриваемом месторождении. Технология ОРЭ показала свою эффективность и способствовала увеличению коэффициента выработки запасов, рассматриваемого месторождения.

**Область применения** многопластовое месторождение с разными проницаемостями и мощностями продуктивных интервалов, на котором стоит вопрос об актуальности внедрения одновременно-раздельной эксплуатации.

**Экономическая эффективность/значимость работы** заключается в изучении влияния внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации с целью увеличения выработки запасов многопластовых залежей путём установления контроля над разработкой отдельных пластов.

## ВВЕДЕНИЕ

Большое количество разрабатываемых месторождений в мире являются многопластовыми. Основной задачей разработки любого такого месторождения является получение максимальной прибыли, которое базируется на грамотной оптимизации производственного процесса. Именно поэтому, необходимо выбирать максимально эффективный план разработки, исходя из основных параметров месторождения.

Актуальность применения технологии одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной добычи (ОРД), обусловлена проблемами, возникающими во время разработки месторождений со сложной геологией, а также разными свойствами пластов и флюидов:

- 1) многопластовые месторождения, в которых каждый объект разработки (пласт) имеет собственные свойства (проницаемость, мощность, пластовое давление, плотность флюида);
- 2) пласты высокой мощности с сильной степенью гетерогенности свойств.

Особенностью данной технологии, является внедрение определённого типа конструкции, как в нагнетательные, так и в добывающие скважины, которая позволяет проводить одновременно-раздельную закачку и эксплуатацию разных эксплуатационных объектов.

Таким образом, применение технологии ОРЗ и ОРД позволяет использовать одну сетку скважин для единовременной разработки сложных многопластовых месторождений, что значительно сокращает начальные капитальные затраты при бурении. Также важным фактором является то, что подбор оптимальных параметров при одновременно-раздельной закачке и добычи способствует более эффективной разработке многопластовых залежей и увеличению рентабельности проекта.

## **2. ПРАКТИЧЕСКИЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

### **2.1 Актуальность внедрения технологии**

Как было сказано выше, в большинстве случаев разрабатываемые месторождения являются многопластовыми и могут иметь значительную разницу в свойствах каждого продуктивного интервала. Основываясь на этом, разработка многопластовых залежей может вестись несколькими способами:

- 1) Каждый пласт разрабатывается индивидуальной сеткой скважин. В данном случае обеспечивается полный контроль добычи и закачки эксплуатируемых объектов, но также значительно увеличиваются капитальные затраты, возникающие при бурении скважин.
- 2) Последовательная разработка пластов, которая характеризуется переносом добычи во времени. Способ предполагает уменьшение рентабельности проекта за счёт сокращения ЧДД
- 3) Применения ОРЗ и ОРЭ технологии путем раздельной разработки эксплуатируемых пластов одной сеткой в один период времени.

Важно заметить, что одновременная эксплуатация данных объектов разработки не позволяет сдерживать приток флюида, а также делает невозможным определение его объема из каждого пласта. Таким образом, возникает ряд проблем, связанных с максимально эффективной добычей углеводородов из многопластовых залежей:

- 1) Вода, закачиваемая в пласт с помощью нагнетательных скважин, будет проходить по самому лёгкому пути, вытесняя нефть из более проницаемых пропластков. В связи с чем, нефть, находящаяся в зона с наихудшими коллекторскими свойствами, остается не вытесненной.
- 2) С целью добычи невыработанных запасов, используются методы увеличения нефтеотдачи и зарезка боковых стволов из скважин, что несёт в себе значительные экономические затраты.

Как результат, вышеописанные проблемы, во многом обуславливают актуальность применения технологии одновременно-раздельной закачки и добычи. Широкий выбор дизайнов рассматриваемой технологии позволяет оценить спектр возможных вариаций разработки месторождения и тем самым подобрать наиболее эффективную стратегию.

Таким образом, на скважинах проводится ряд мероприятий, связанный с установкой необходимого внутрискважинного оборудования, которое позволяет контролировать приток пластового флюида из каждого продуктивного интервала, вести их непрерывный мониторинг, а также способствует выравниванию фронта вытеснения путём регулирования закачки и добычи на каждой скважине.

## **2.2 Литературный обзор**

История применения технологий одновременно-раздельной эксплуатации насчитывает более полувека. Первые опытные образцы внедрялись во времена второй мировой войны с целью замены более дорогой и металлоёмкой раздельной эксплуатации пластов. Жесткие требования, применяемые правительством на добычу углеводородов, основывались на необходимости сокращения капитальных затрат, возникающих при бурении сеток скважин на каждый объект разработки, а также остром дефиците металла в военные годы. Таким образом, технология ОРЗ и ОРД получила своё развитие и в дальнейшем приобрела множественные вариации дизайнов для определенных условий эксплуатации.

На данный момент выбор дизайна ОРЗ и ОРД основывается на большом количестве факторов, таких как [5]:

- Различие ФЭС разрабатываемых пластов и состав пород.
- Продуктивность разрабатываемых пластов
- Свойства добываемых флюидов, которые обуславливают возможные осложнения, возникающие в результате их смешивания

- Учёт технологического состояния обсадной колоны, труб НКТ и цементного кольца, во многом указывающих на возможность установки герметичного оборудования (пакер) в зонах между продуктивными интервалами.
- Присутствие осложняющих добычу факторов способных ухудшить работоспособность или оказать губительного воздействие на спускаемое внутрискважинное оборудование: высокая степень выноса песка, высокое газосодержание флюида, парафино- и асфальтенообразования.
- Необходимость установки оборудования для механизированного способа добычи (ЭЦН, ШГН, газлифт), которое основывается на продуктивности разрабатываемых пластов и их способности к естественному притоку.

Таким образом, учёт вышеуказанных факторов позволяет классифицировать процесс эксплуатации с применением технологии ОРЗ и ОРД на две основные группы [6]:

- 1) Однолифтный способ эксплуатации – добыча флюида из добывающих скважин и закачка рабочего агента в нагнетательные скважины осуществляется через одну НКТ и не подразумевает разделение продукции.
- 2) Двухлифтный способ эксплуатации – способ позволяет, осуществлять раздельную добычу и закачку путем интегрирования в скважины двух НКТ.

### **2.3 Компоновки одновременно-раздельной добычи (ОРД)**

Наиболее часто встречаемые разновидности однолифтных и двухлифтных компоновок, вводимых на добывающих скважинах приведены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Компоновки ОРД

Технология ОРД	
Однолифтный дизайн	Двухлифтный дизайн
1. Однолифтная компоновка без пакера и с возможностью применения одного способа механизированной добычи для обоих пластов	1. Двухлифтная компоновка с двумя параллельными НКТ и с возможностью применения двух способов механизированной добычи на каждый пласт
2. Однолифтная компоновка с пакером и с возможностью применения одного способа механизированной добычи для обоих пластов	2. Двухлифтовая концентрическая компоновка с двумя НКТ, байпасной системой и с возможностью применения двух способов механизированной добычи на каждый пласт

Как было упомянуто ранее, выбор компоновки однолифтного типа основывается на ряде факторов, основными из которых является допустимость смешивания пластовых флюидов в одной НКТ из-за схожести их свойств, а также недостаточная для обоснования применения двухлифтного типа эксплуатации продуктивность разрабатываемых интервалов. В данных условиях, применение однолифтного способа эксплуатации может быть предпочтительнее из-за своей дешевизны и простоты.

Однолифтная безпакерная компоновка (Рисунок 2.1) представляет собой одновременный способ добычи. Продуктивные интервалы никак не изолируются и как следствие оказывают непосредственное влияние друг на друга в процессе эксплуатации. Однако преимуществом данного типа компоновки перед одновременной эксплуатацией является возможность мониторинга пластовых параметров с помощью геофизических устройств, интегрируемых напротив каждого продуктивного интервала. Применение безпакерной компоновки также характерно для пластов высокой мощности с сильной степенью гетерогенности свойств [6].

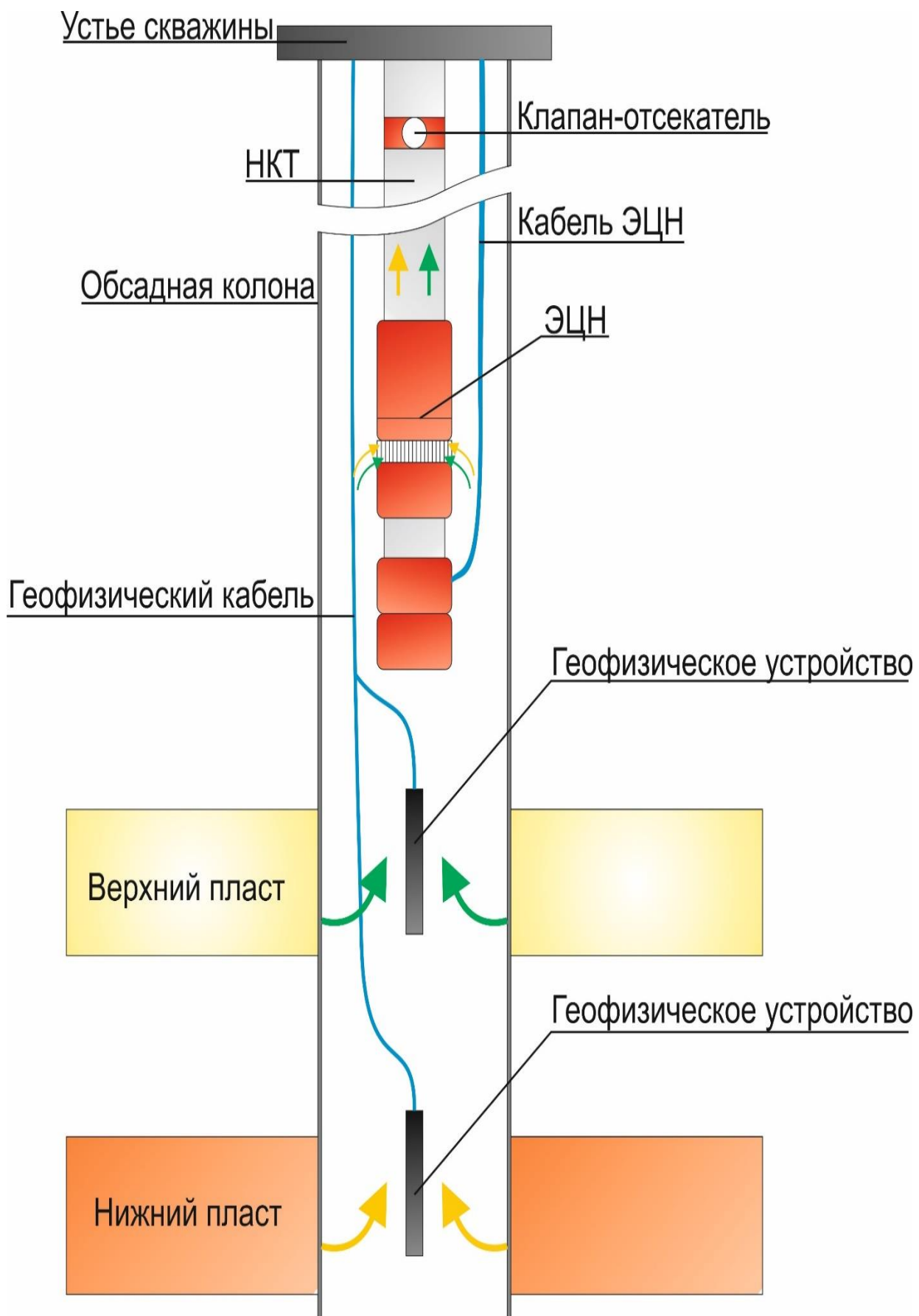


Рисунок 2.1 – Однолифтная безпакерная компоновка для одновременно-раздельной добычи с ЭЦН



Другой вид однолифтной компоновки предполагает установку пакера, что способствует снижению взаимовлияния между пластами и повышает надёжность компоновки (Рисунок 2.2) [6]. Помимо этого, наличие пакера позволяет интегрировать напротив пластов скважинные камеры, в которых устанавливаются геофизические приборы. Это сокращает количество спускоподъемных операций и улучшает процесс мониторинга.

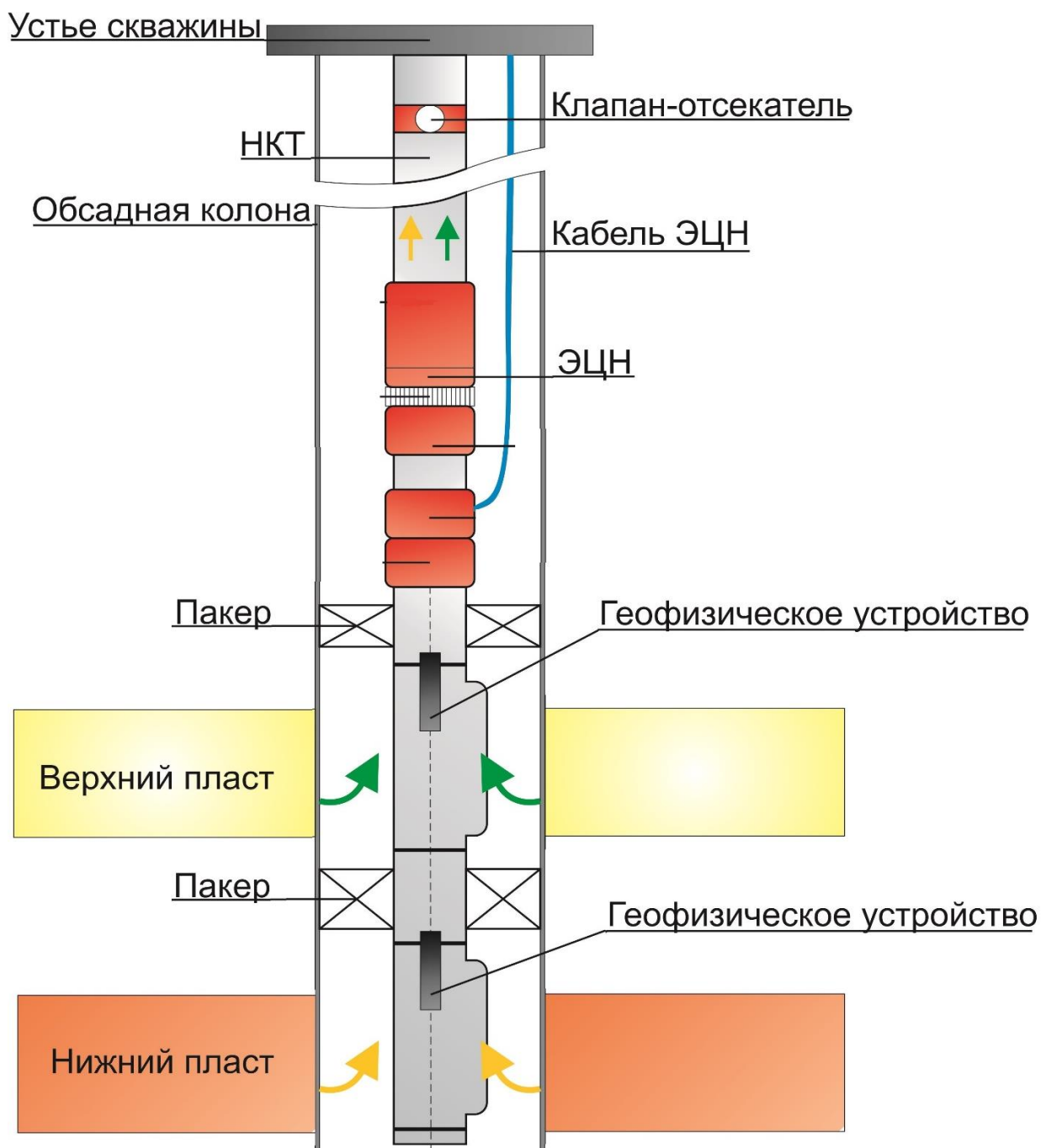


Рисунок 2.2 – Однолифтная компоновка для одновременно-раздельной добычи с пакером и ЭЦН

Двухлифтный дизайн компоновки одновременно-раздельной добычи характеризуется пакерной изоляцией пластов, которая приводит к сокращению их взаимовлияния [6]. Вместе с этим, установка индивидуальных НКТ на каждый объект разработки, исключает смешение флюидов и позволяет осуществлять контроль по добычи из каждого пласта отдельно.

Применение данной компоновки обуславливается различием свойств добываемых флюидов и достаточной продуктивностью пластов. Основным недостатком данного типа компоновки является сложность и стоимость его обслуживания.

Типичная двухлифтная компоновка представлена двумя параллельными НКТ, приходящимися на каждый продуктивный пласт (Рисунок 2.3) [6]. Однако в этом случае, если скважина исключается фонтанный способ эксплуатации, наблюдается ограничение в применяемых способах механизированной добычи. В основном широко используются компоновки с ШГН и газлифтом. Установка ЭЦН сильно зависит от его диаметра и, как правило, применяется в комплексе с ШГН, если это необходимо.

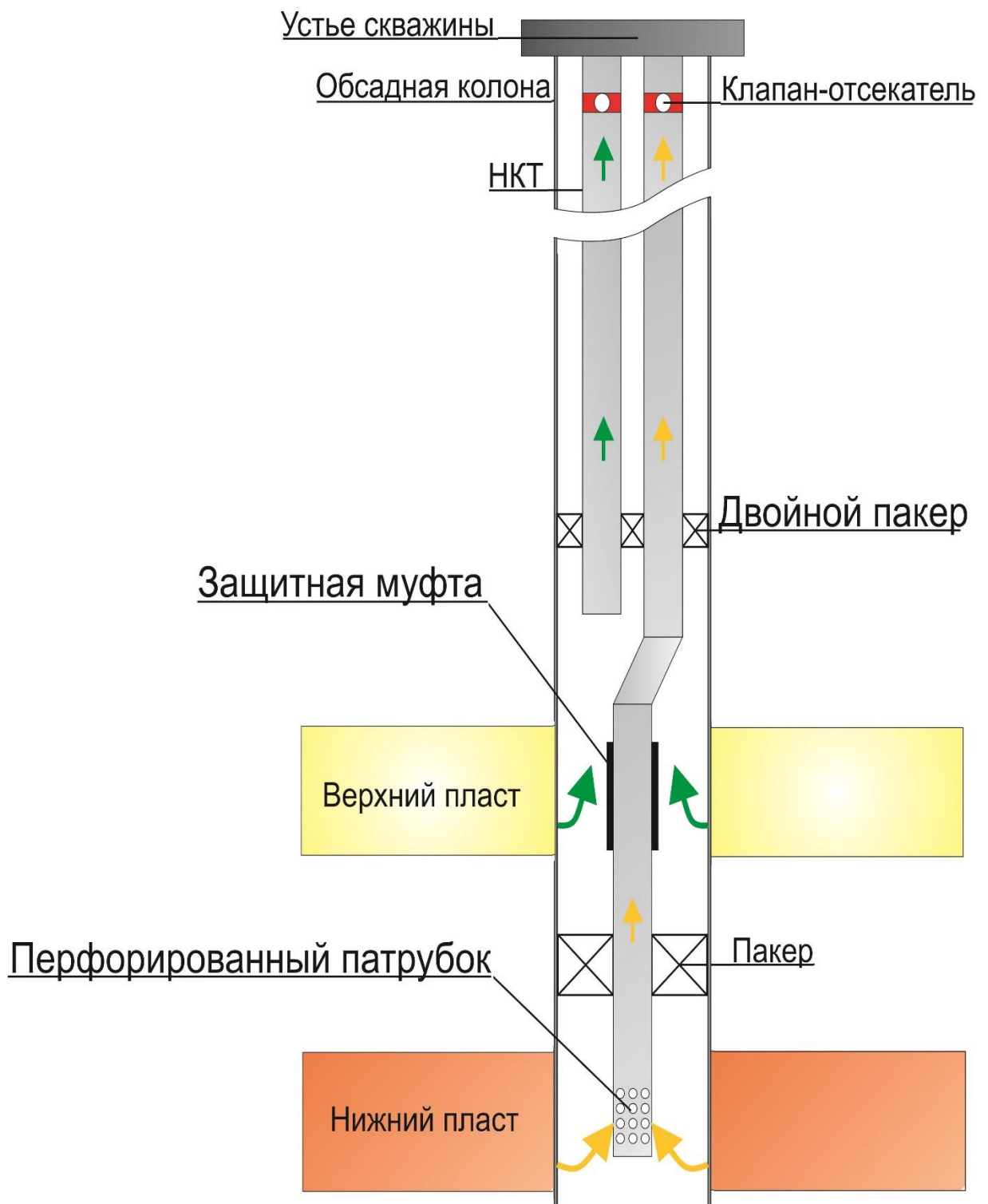


Рисунок 2.3 – Двухлифтная компоновка для одновременно-раздельной добычи с параллельными НКТ

Другой тип двухлифтной компоновки для одновременно-раздельной добычи характеризуется концентрическим расположением НКТ и наличием байпасной линии (Рисунок 2.4) [6]. Данный дизайн позволяет осуществить спуск двух ЭЦН, каждый из которых приходится на собственный пласт. При

это ЭЦН, устанавливаемый через байпасную линию, имеет ограничения в диаметре и должен соответствовать пласту меньшей продуктивности.

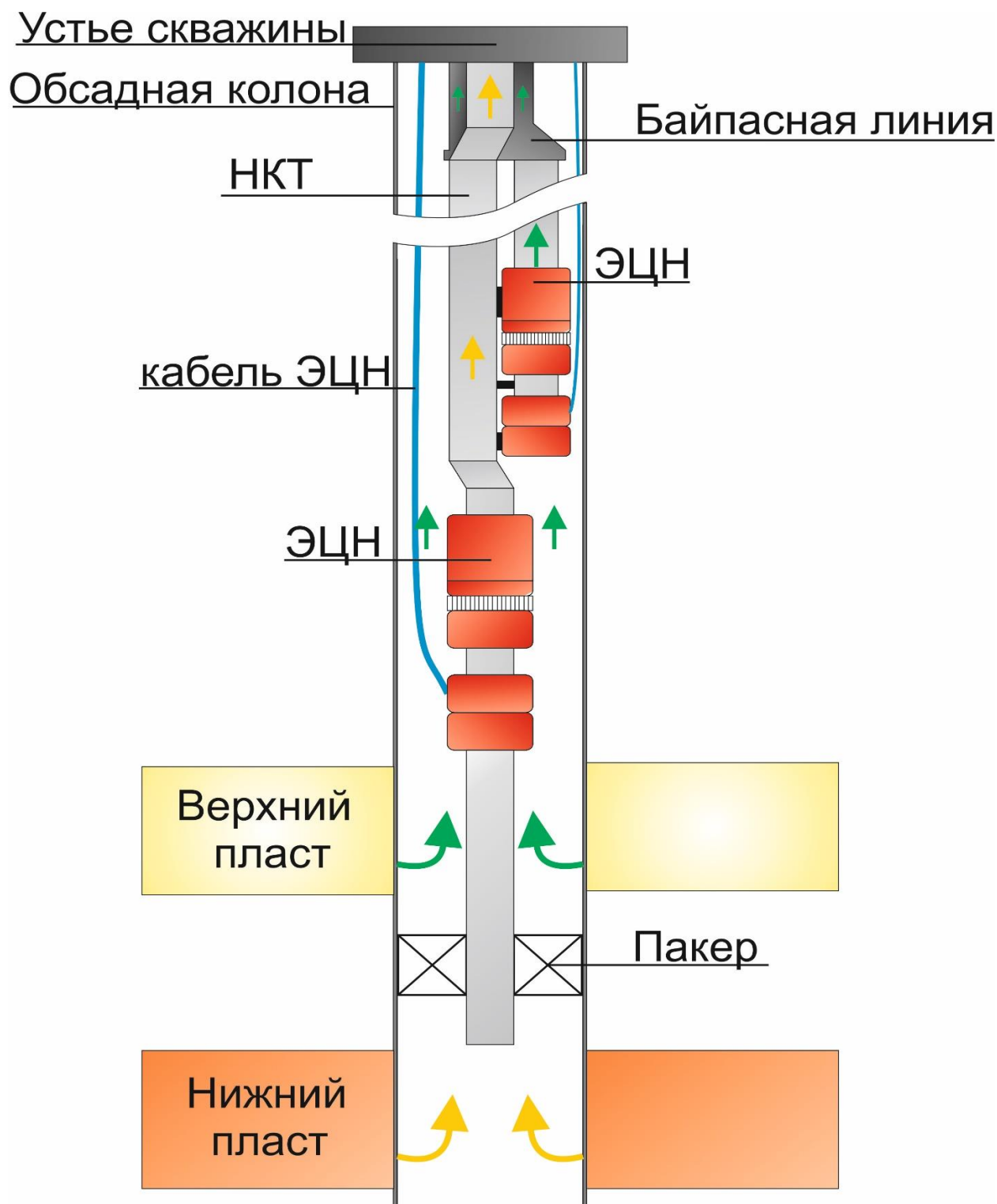


Рисунок 2.4 – Двухлифтная концентрическая компоновка для одновременно-раздельной добычи с двумя ЭЦН

Введение вышеприведенных компоновок одновременно-раздельной добычи направлено на увеличение эффективности выработки запасов.

Технология позволяет значительно сокращает капитальные затраты на бурения и даёт возможность осуществлять контроль добычи для каждого пласта, путём изменения забойного давления, что невозможно при одновременной добыче.

## 2.4 Компоновки одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)

Одновременная разработка многопластовых залежей с различной проницаемостью продуктивных интервалов способствует внедрению технологии ОРЗ на нагнетательных скважинах. Как и в случае с ОРД, компоновки ОРЗ подразделяются на однолифтные и двухлифтные (Таблица 2.2)

Таблица 2.2 – Компоновки ОРЗ

Технология ОРЗ	
Однолифтный дизайн	Двухлифтный дизайн
Однолифтная компоновка с пакером и мандрелями напротив каждого продуктивного интервала.	Двухлифтная концентрическая компоновка

Технология ОРЗ оказывает существенное влияние на процесс заводнения и дает возможность контролировать параметры закачки для каждого пласта. Таким образом, основной целью внедрения технологии является достижение оптимальной репрессии и выравнивания фронта вытеснения нефти в пластах.

На компоновке однолифтного типа контроль закачки осуществляется путём установки скважинных камер напротив продуктивных интервалов (Рисунок 2.5) [6,7]. Каждая камера содержит в себе штуцер необходимого размера. При этом диаметр внутрискважинного штуцера может изменяться с поверхности путём провидения операций на канате, тем самым регулируя необходимые параметры закачки (давление нагнетания или дебит закачки)

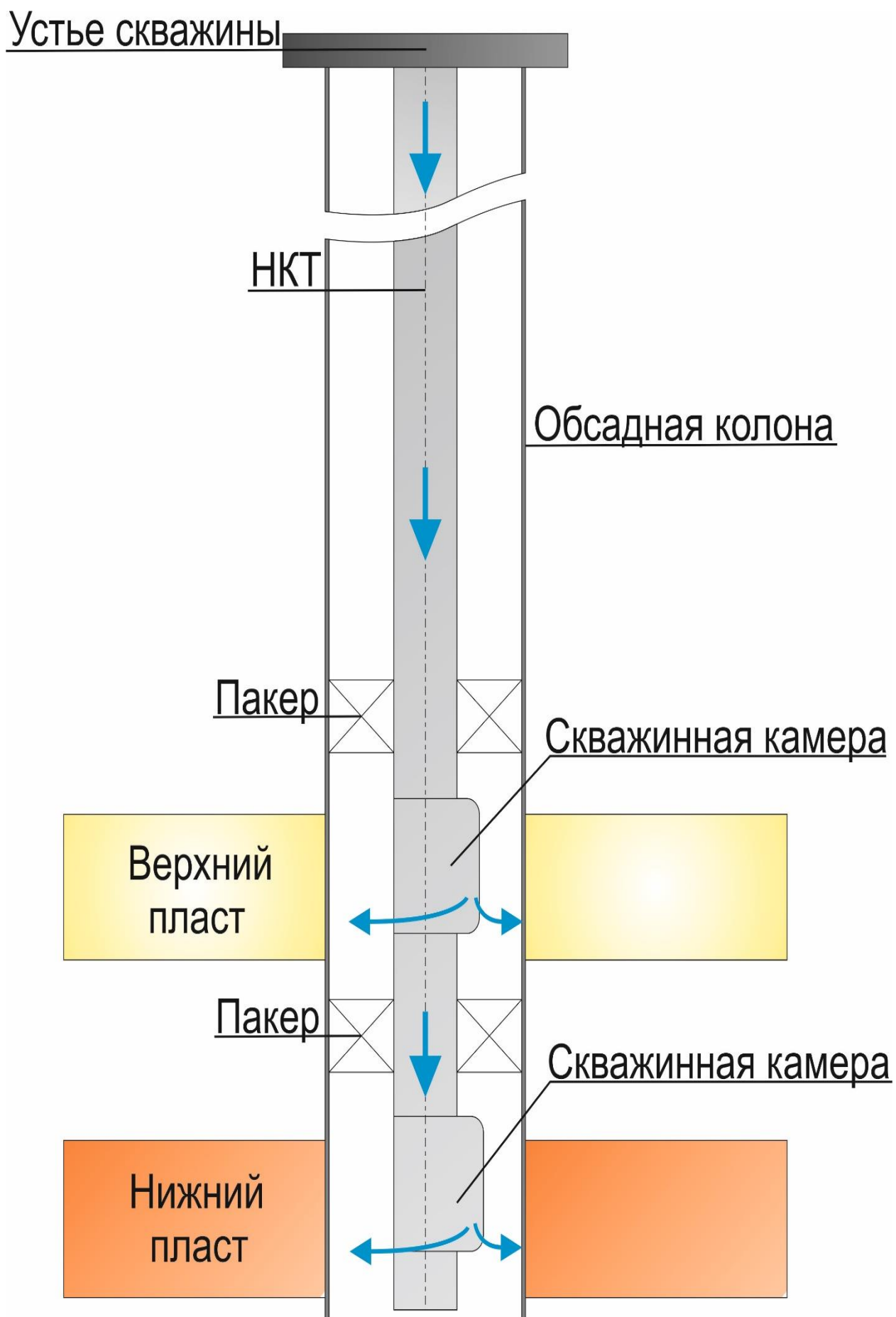


Рисунок 2.5 – Однолифтная компоновка для одновременно-раздельной закачки со скважинными камерами

Особенность двухлифтной компоновки является концентрическое расположения НКТ и возможность регулировать закачку через штуцер, расположенный на поверхности (Рисунок 2.6) [6,7].

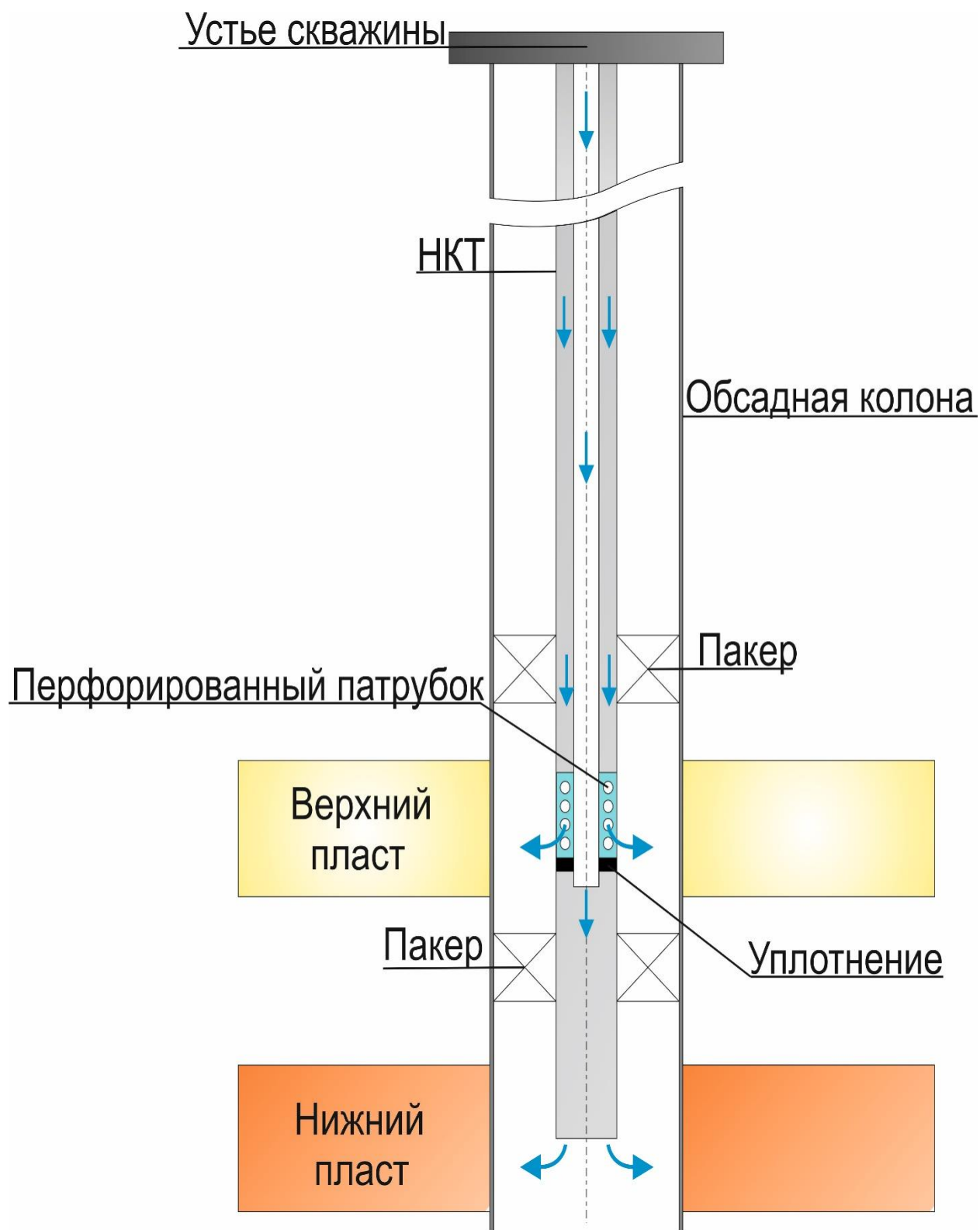


Рисунок 2.6 – Двухлифтная концентрическая компоновка для одновременно-раздельной закачки

### 3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СИНТЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

#### 3.1 Входные параметры модели

Создание искусственной модели выполняется для проведения на ней симуляций и получения данных, свидетельствующих об эффективности внедряемой технологии ОРЭ, сравнения данной технологии с другими способами эксплуатации, моделирования разных геологических ситуаций, а также определения оптимальных параметров разработки.

Синтетическая модель представляет собой двух пластовую залежь с одинаковыми свойствами пластов и флюидов (Таблица 3.1), но разными мощностями и проницаемостями самих пластов (Таблица 3.2).

Таблица 3.1 – Свойства пластов и флюидов

Параметры	Пласты	
	Верхний	Нижний
<b>Нефть</b>		
Пластовое давление, атм	199	199
Давление насыщения, атм	90	90
Газосодержание, м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	52,90	53,28
Объемный коэффициент нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,237	1,243
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	900	900
Вязкость нефти, Спз	2,5	2,5
Пластовая температура, °С	92	92
Давление гидроразрыва, атм	420	420
<b>Пластовая вода</b>		
Соленость воды, мг/л	34 439	36 141
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1020	1025



Таблица 3.2 – Мощность и ФЭС пластов

Пласт	Проницаемость, мД	Пористость, %	Мощность, м
Высокопроницаемый	60	17	30
Низкопроницаемый	10	17	14

При этом реализация процесса разработки на синтетической модели технологией ОРЭ предполагает наличие двух разных случаев:

- Отсутствие перетоков между пластами;
- Присутствие перетоков между пластами.

В каждом из этих случаев также рассматриваются вариации положения высокопроницаемого и низкопроницаемого пластов относительно друг другу (Рисунок 3.1)

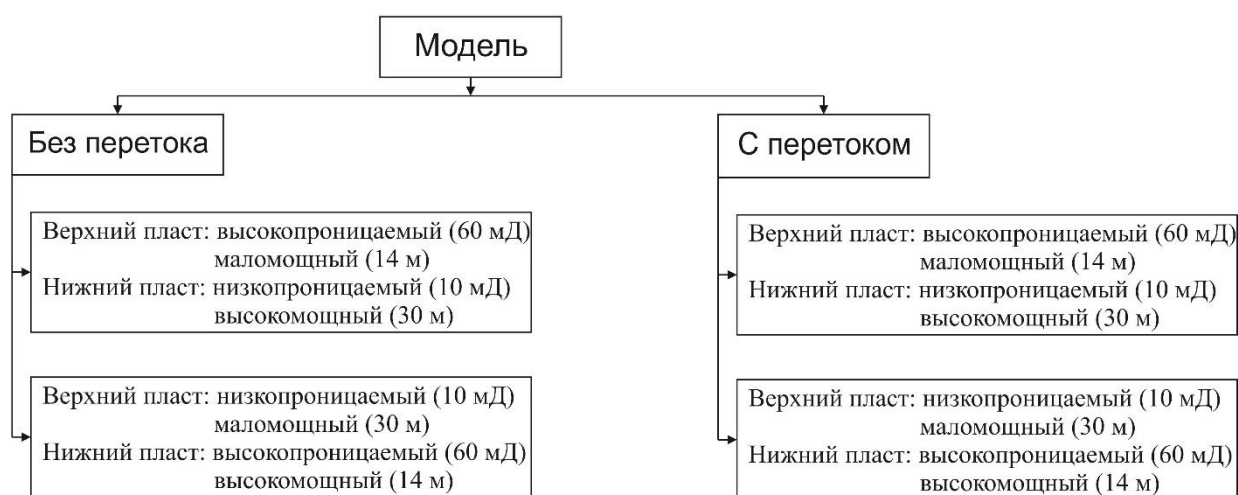


Рисунок 3.1 – Блок-схема моделируемых ситуаций

Параметры симуляции одинаковы для каждого случая и имеют следующий вид:

- время симуляции-30 лет;
- год начала симуляции 2019 год;
- сетка скважин-пятиточечная.

Таким образом, для каждого моделируемого случая, проводится анализ влияния внедряемой технологии ОРЭ, а также оценка влияния времени прорыва на эффективность выработки запасов в обоих слоях. В теории, обеспечение определённого отношения времён прорыва воды в

высокопроницаемом и низкопроницаемом пластах даст наиболее эффективный результат и позволит определить оптимальные параметры разработки для многопластовой залежи.

### 3.2 Симуляция случаев без перетока

Моделирование случаев без перетоков предполагает, что изменение положение пластов не будет влиять на эффективность выработки запасов. Поэтому имеет смысл провести симуляцию только одного из этих случаев (Рисунок 3.2)

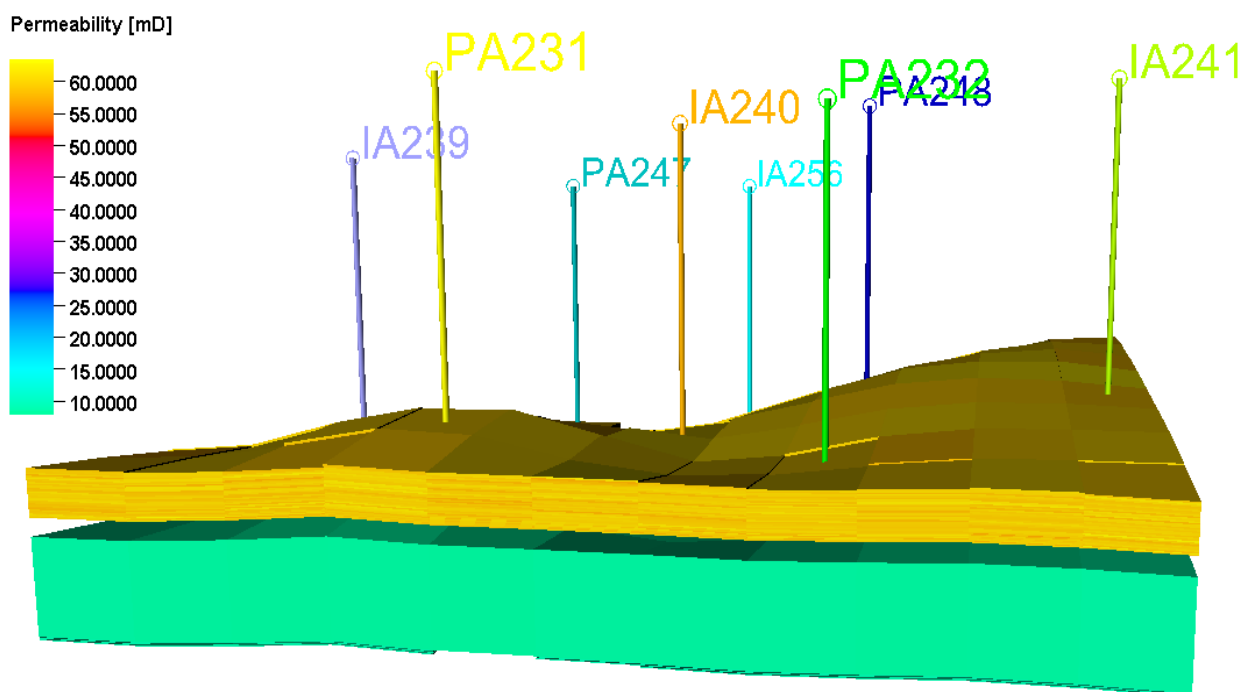


Рисунок 3.2 – Модель без перетоков с верхним высокопроницаемым и нижним низкопроницаемым пластами.

Следующим шагом являлось применение для данной модели различных типов разработки (одновременной и одновременно-раздельной), анализ их эффективности, а также сравнение между собой времён прорыва воды и соответствующих параметров закачки и добычи.

Применение технологии одновременной закачки и добычи на модели характеризуется проведением ряда симуляций с целью определения наиболее эффективных показателей разработки необходимых для дальнейшего

сравнения с другими способами. Закачка воды проводится при условии стопроцентной компенсации. Сводная таблица с различным диапазоном входных параметров применяемых для симуляции одновременной эксплуатации приведены в Таблице 3.3

Таблица 3.3 – Моделируемые случаи одновременной эксплуатации (модель без перетоков)

Одновременная эксплуатация				
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм	150	120	100	90
Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	131	167	193	212
КИН	0,23	0,28	0,309	0,32

В данном случае, наибольший коэффициент извлечения нефти (КИН=0,32) был достигнут при стопроцентной компенсации и забойном давлении на добывающих скважинах  $P_{\text{заб}}=90$  атм (Рисунок 3.3)

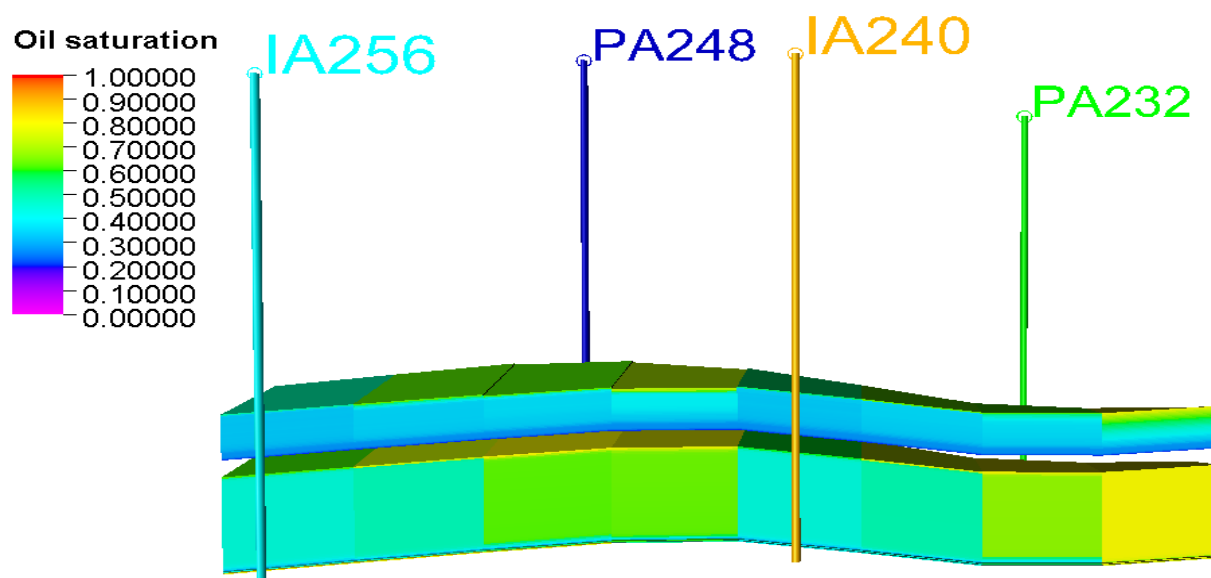


Рисунок 3.3 – Фронт вытеснения в случае одновременной эксплуатации на модели без перетоков

Следующим этапом, является использование технологии одновременно-раздельной закачки на нагнетательных скважина с целью обеспечения контроля закачки. Добывающие скважины всё также осуществляют

одновременную добычу. В данном случае, моделирование ситуаций основывается на нахождении оптимального отношений приёмистостей отдельно взятых пластов. Сводная таблица, показывающая влияние разных соотношений приёмистостей каждого пласта представлена в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Моделируемые случаи ОРЗ и одновременной эксплуатации  
(модель без перетоков)

ОРЗ и одновременная добыча						
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм		90	90	90	90	90
Приемистость, $Q_{\text{зак}}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$		222	218	264	230	287
Доля закачки, %	Верхний	81,98	73,85	78,4	72,12	65,2
	Нижний	18,02	26,1	21,59	27,87	34,7
КИН		0,34	0,348	0,355	0,36	0,366

Внедрение ОРЗ способствует тому, что КИН возрастает до 0,366, при этом наибольший эффект дает увеличение приемистостей до оптимального предела как в нижнем, так и верхнем пласте (Рисунок 3.4). Установленные доля приемистостей на нижнем пласте 34,7 %, на верхний пласт 65,2 %, забойное давление на добывающих скважинах остаётся равным 90 атм.

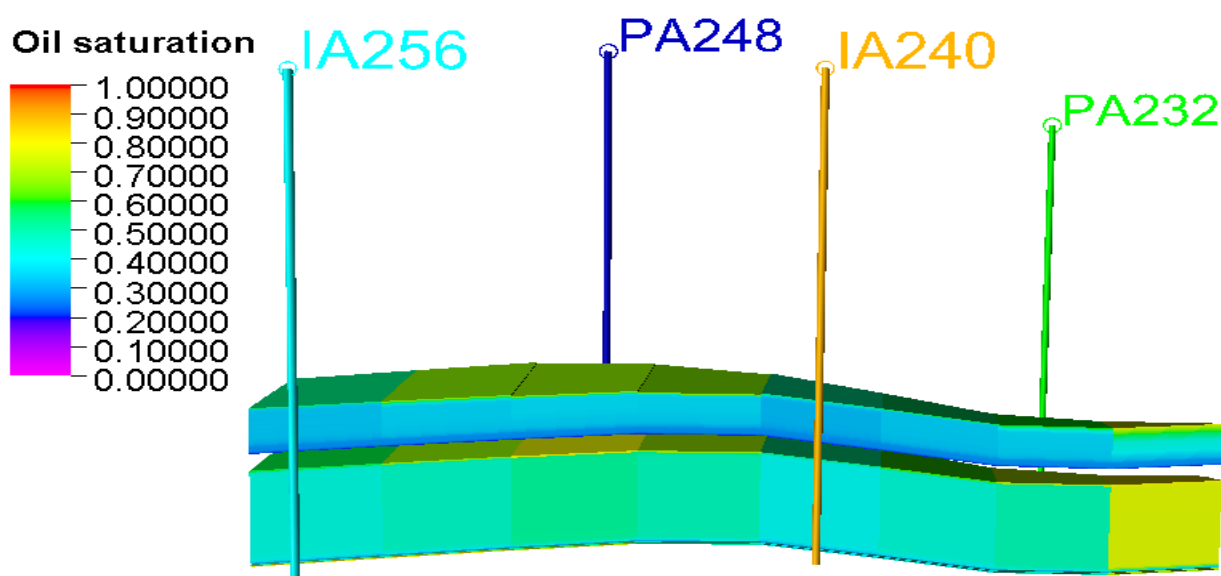


Рисунок 3.4 – Фронт вытеснения в случае одновременной добычи и ОРЗ на модели без перетоков

Далее, симуляция проводилась с использованием технологии ОРЗ и ОРД (Рисунок 3.5). Контроль в данном случае, осуществляется как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Сводная таблица, характеризующая диапазон входных параметров для моделирования случаев с ОРЗ и ОРД, приводится в Таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Моделируемые случаи ОРЗ и ОРД (модель без перетоков)

ОРЗ и ОРД						
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм	Верхний	110	110	90	90	90
	Нижний	90	70	70	70	70
Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$		262	271	296	283	308
Доля закачки, %	Верхний	69,4	67,1	69,93	64,31	67,2
	Нижний	30,53	32,84	30	35,68	32,79
КИН		0,362	0,369	0,373	0,378	0,382

Таблица показывает, что наиболее эффективным способом эксплуатации является применение технологии ОРЗ и ОРД. Также можно заметить, наибольший эффект показывает случай с наибольшими значениями приёмистостей как в верхнем, так и в нижнем пласте.

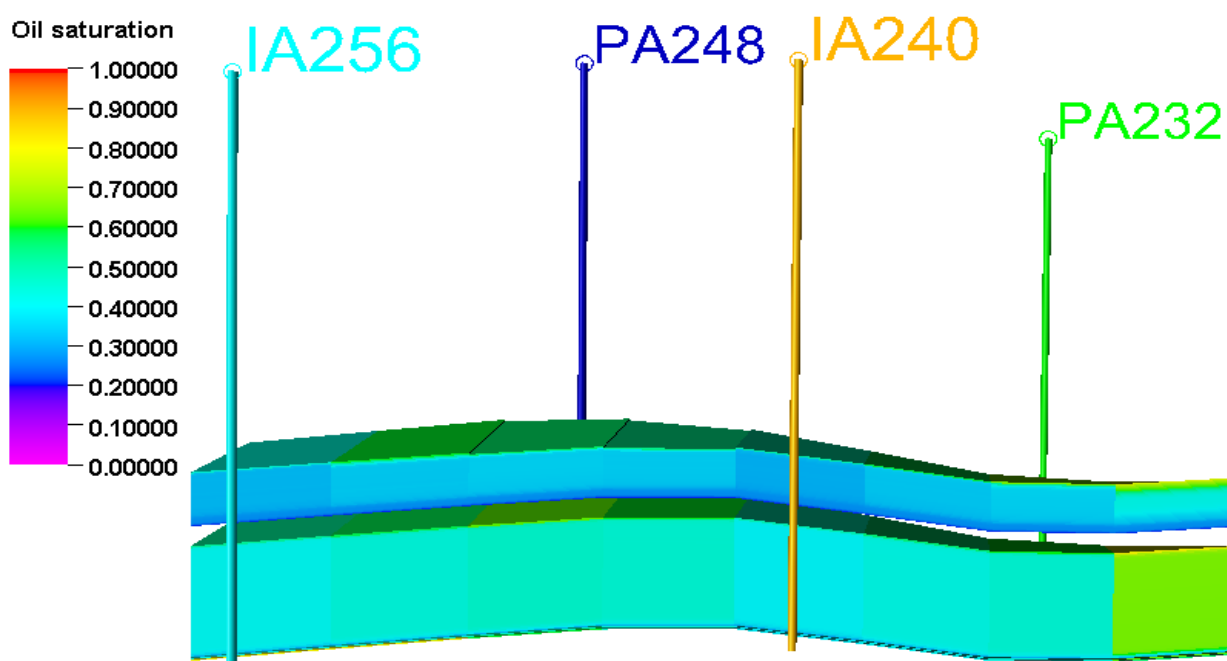


Рисунок 3.5 – Фронт вытеснения в случае ОРЭ на модели без перетоков

Общие результаты симуляции приведены ниже (Таблица 3.6). Данная таблица отражает наиболее оптимальные параметры, которые удалось подобрать для каждого из случаев, а также позволяет сравнить как изменяется эффективность разработки в зависимости от применяемой технологии эксплуатации для модели без перетоков

Таблица 3.6 – Результаты симуляций на модели без перетоков

Технология эксплуатации	Пласты	Доля закачки, %	$P_{\text{заб}}$ , атм	КИН
Одновременная эксплуатация	Верхний	100	90	0,32
	Нижний			
Одновременная добыча и ОРЗ	Верхний	65,2	90	0,366
	Нижний	34,7		
ОРЗ и ОРД	Верхний	67,2	90	0,382
	Нижний	32,79	70	

### 3.3 Симуляция случаев с перетоком

Взаимовлияние пластов друг на друга характеризуется тем, что вода, в процессе заводнения, будет перетекать из выше лежащего пласта в нижележащий под действием силы тяжести. Как следствие, необходимо рассмотреть геологические ситуации, отражающие разное расположение пластов относительно друг друга.

Для начала, рассматривается ситуация, когда верхний пласт высокопроницаемый, а нижний низкопроницаемый (Рисунок 3.6). Цель создания модели остаётся прежней- провести анализ влияние разных способов эксплуатации и сравнить их эффективность при одинаковых условиях симуляции.

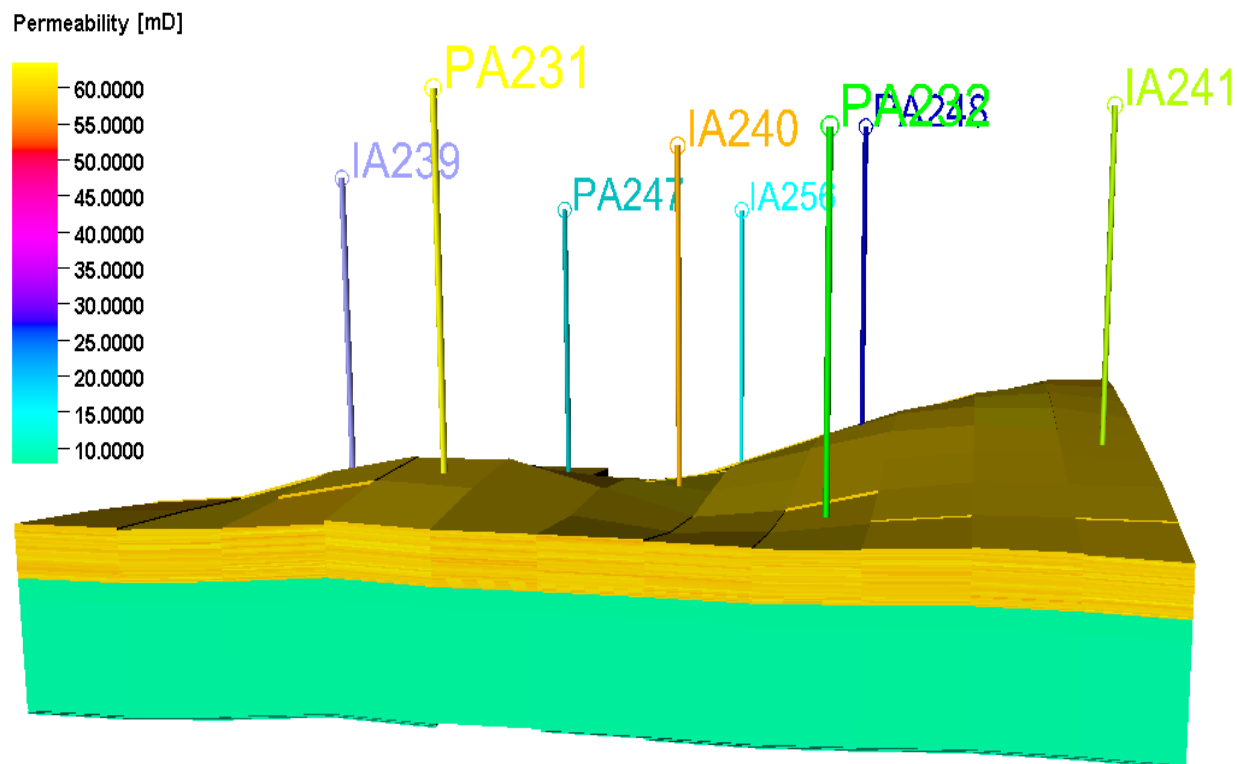


Рисунок 3.6 – Модель с перетоком с верхним высокопроницаемым и нижним низкопроницаемым пластами.

Как и в случае без перетоков, анализ эффективности выработки запасов с помощью применения технологии одновременной закачки и добычи является первым этапом симуляции на данной модели. (Рисунок 3.7). Аналогичным образом, определяются наиболее оптимальные параметры при разработке способом одновременной эксплуатации. Сводная таблиц с результатами симуляции для данного случая расположена ниже (Таблица 3.7)

Таблица 3.7 – Моделируемые случаи одновременной эксплуатации (модель с перетоками)

Одновременная эксплуатация				
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм	150	120	100	90
Приемистость, $Q_{\text{зак}}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	128	172	201	217
КИН	0,256	0,296	0,319	0,33

Оптимальные параметры, которые позволяют достигнуть максимального коэффициента извлечения нефти, очень близки к случаю без перетоков ( $P_{заб}=90$  атм,  $Q_{зак\ 1}=217 \frac{м^3}{сут}$ ). Однако, при этих параметрах, достигается большее значение коэффициента извлечения нефти ( $КИН=0,33$ ). Причиной этого может служить наличие перетоков между слоями и влияние гравитационных сил, посредством которых происходит дополнительно вытеснение нефти из низкопроницаемого пласта, лежащего ниже

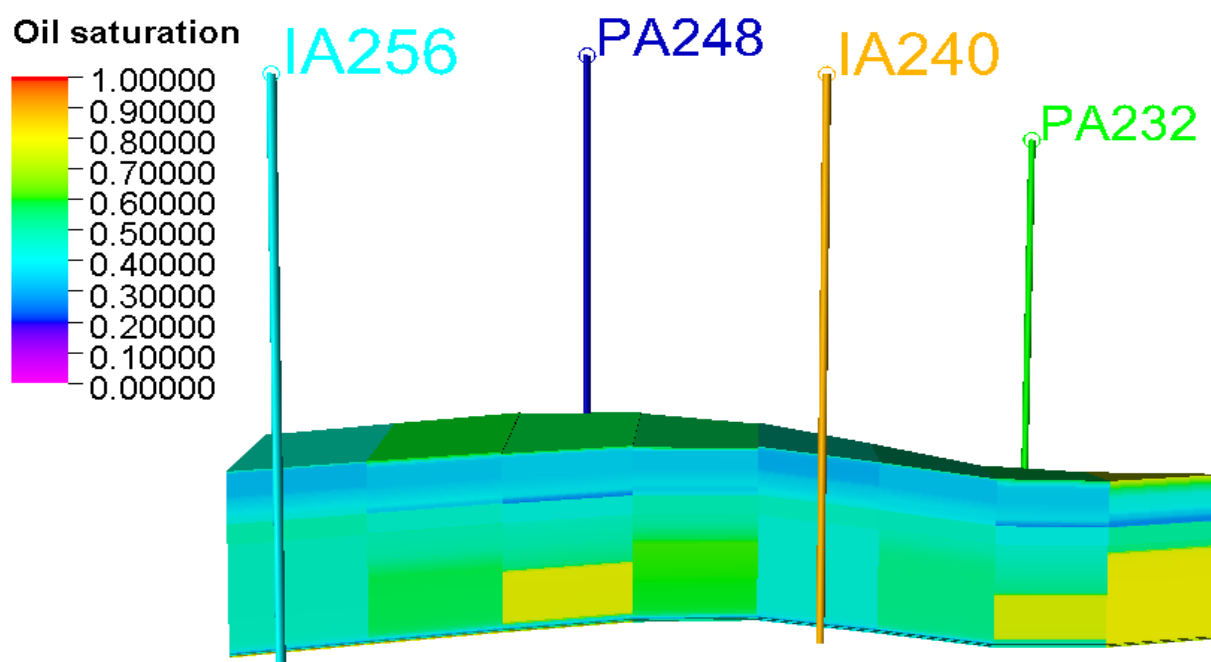


Рисунок 3.7 – Фронт вытеснения в случае одновременной эксплуатации на модели с перетоками (верхний пласт-60 мД, нижний пласт-10 мД)

Следующим шагом, является использование технологии ОРЗ, которое позволяет установить контроль над закачкой в каждый пласт (Рисунок 3.8). При этом на добывающих скважинах сохраняется условия одновременной добычи. Сводная таблица с результатами симуляций приведена ниже (Таблица 3.8)



Таблица 3.8. – Моделируемые случаи ОРЗ и одновременной эксплуатации  
(модель с перетоками)

ОРЗ и одновременная добыча						
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм		90	90	90	90	90
Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$		211	160	195	215	271
Доля закачки, %	Верхний	81	63	74,35	72	63
	Нижний	19	37	25,65	28	37
КИН		0,345	0,352	0,36	0,38	0,39

Как видно из таблицы, наиболее эффективное вытеснение обеспечивается созданием оптимальных приемистостей как на верхний, так и на нижний пласт, причём доля приемистостей будут максимальным по сравнению с другими моделируемыми случаями: на нижний пласт 37 %, на верхний пласт 63 %. Давление на забое добывающих скважин остается равным  $P_{\text{заб}} = 90$  атм. Как и в случае выше, применение технологии ОРЗ на модели с перетоками способствует более эффективному вытеснению нефти из нижнего пласта и в целом позволяет увеличить КИН до 0,39

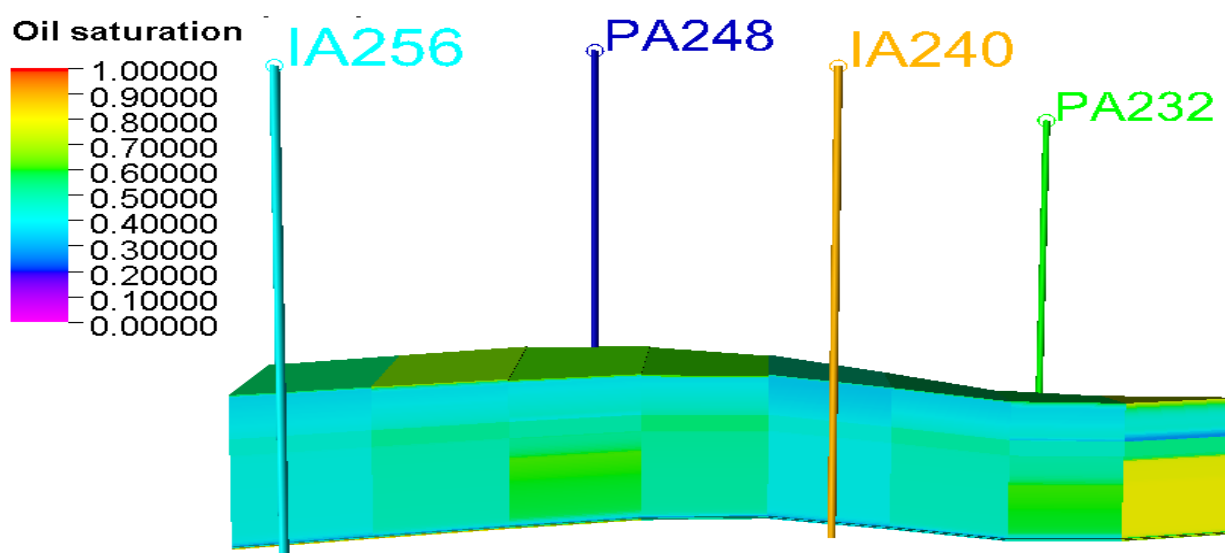


Рисунок 3.8 – Фронт вытеснения в случае одновременной добычи и ОРЗ на модели с перетоками (верхний пласт-60 мД, нижний пласт-10 мД)

В конечном итоге, проводится анализ эффективности внедрения технологии ОРЭ на модели с перетоками (Рисунок 3.9). Контроль устанавливается как на нагнетательных, так и на добывающих скважинах. Сводная таблица, характеризующая диапазон входных параметров для анализа ОРЭ на модели с перетоками, приведена ниже (Таблица 3.9)

Таблица 3.9 – Моделируемые случаи ОРЗ и ОРД (модель с перетоками)

ОРЗ и ОРД						
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм	Верхний	110	110	90	90	90
	Нижний	90	70	70	70	70
Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$		202	222	225	243	260
Доля закачки, %	Верхний	65,34	59,46	71,1	70,37	69,2
	Нижний	34,66	40,54	28,9	29,63	30,8
КИН		0,375	0,38	0,385	0,39	0,398

Дополнительное воздействия на вытеснение нефти из нижнего пласта оказывают гравитационные силы, что способствуют увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН=0,398) в случае применения технологии ОРЭ

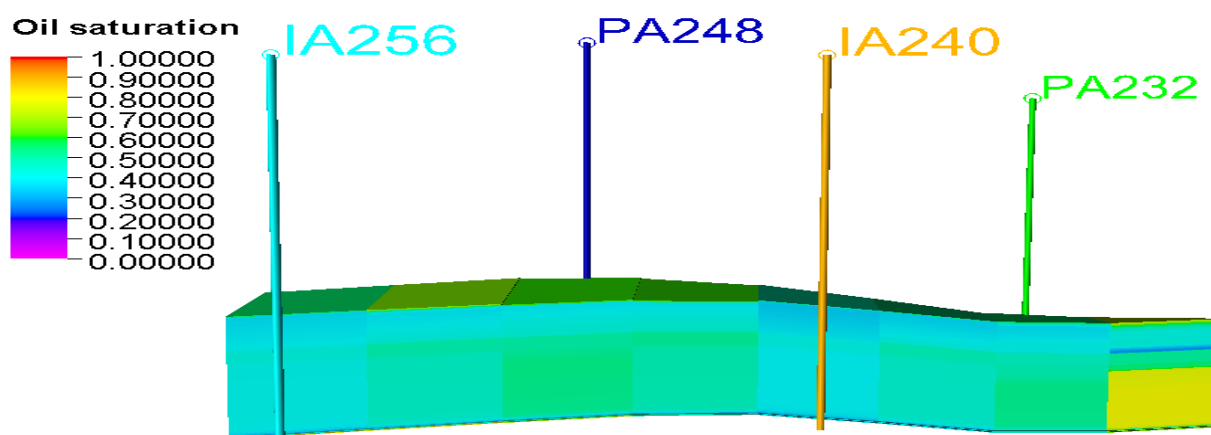


Рисунок 3.9 – Фронт вытеснения в случае ОРЭ на модели с перетоками  
(верхний пласт-60 мД, нижний пласт-10 мД)

Оптимальные параметры для наиболее эффективных случаев, реализуемые в модели с перетоками с верхним высокопроницаемым и нижним низкопроницаемым пластами приведены в Таблице 3.10

Таблица 3.10 – Результаты симуляций

Технология эксплуатации	Пласты	Доля закачки, %	$P_{\text{заб}}$ , атм	КИН
Одновременная эксплуатация	Верхний	100	90	0,33
	Нижний			
Одновременная добыча и ОРЗ	Верхний	63	90	0,39
	Нижний	37		
ОРЗ и ОРД	Верхний	69,2	90	0,398
	Нижний	30,8	70	

Дальнейшие действия предполагают проведение симуляций на модели с перетоками, но с изменившейся геологической ситуацией, а именно взаимным расположение пластов относительно друг друга (Рисунок 3.10)

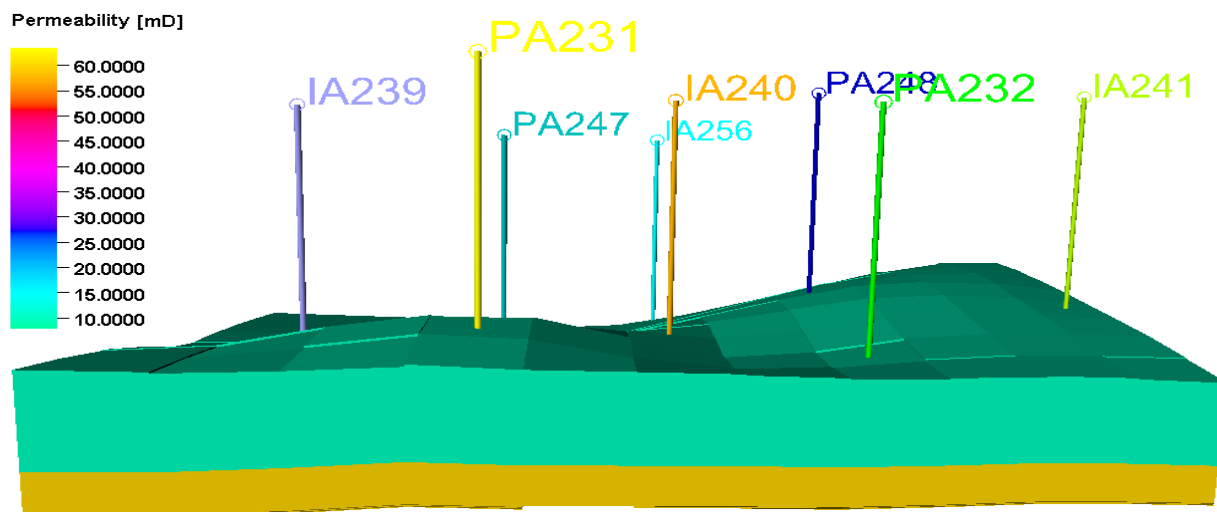


Рисунок 3.10 – Модель с перетоком с верхним низкопроницаемым и нижним высокопроницаемым пластами

Изменение положения пластов в теории должно привести к снижению общего коэффициента извлечения нефти. Причиной этого является то, что хоть и часть закачиваемой воды в верхний пласт под действием силы тяжести

будет способствовать дополнительному вытеснению нефти из ниже лежащего пласта, сам выше лежащий пласт, в котором сосредоточено большая часть запасов, будет вырабатываться хуже.

Подобно всем случаям выше, сначала рассматривается эффективность технологии одновременной эксплуатации и определяется наиболее эффективный вариант, основываясь на симуляции различных случаев. Общая таблица моделируемых случаев одновременной эксплуатации при изменённой геологической ситуации приведена ниже (Таблица 3.11)

Таблица 3.11 – Моделируемые случаи одновременной эксплуатации (модель с изменённой геологической ситуацией и перетоками)

Одновременная эксплуатация				
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм	150	120	100	90
Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	172	228	277	286
КИН	0,25	0,29	0,309	0,316

Как и предполагалось, из-за изменения положения высокопроницаемого и низкопроницаемого пластов относительно друг друга, общая выработка по пластам снижается и составляет 0,316. Это свидетельствует о том, что выше лежащий низкопроницаемый пласт в присутствие перетока вырабатывается хуже (Рисунок 3.11).

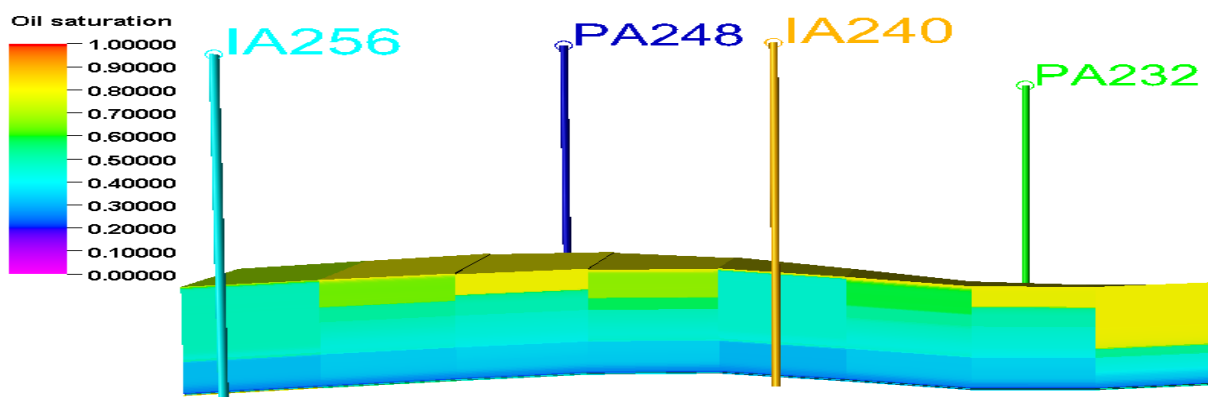


Рисунок 3.11 – Фронт вытеснения в случае одновременной эксплуатации на модели с перетоками (верхний пласт-10 мД, нижний пласт-60 мД)

Симуляции ОРЗ совместно с одновременной добычей при аналогичном подборе параметров разработке, которые применялись выше, приведены в Таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Моделируемые случаи ОРЗ и одновременной эксплуатации (модель с изменённой геологической ситуацией и перетоками)

ОРЗ и одновременная добыча					
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм		90	90	90	90
Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$		282	263	259	295
Доля закачки, %	Верхний	18	22,05	24,71	33,9
	Нижний	82	77,95	75,29	66,1
КИН		0,328	0,333	0,352	0,36
				0,36	0,362

Как видно из таблицы, применение ОРЗ в самом эффективном случае приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН=0,362). Однако, верхний низкопроницаемый пласт продолжает вырабатываться хуже, чем в случае с противоположной геологической ситуаций (Рисунок 3.12).

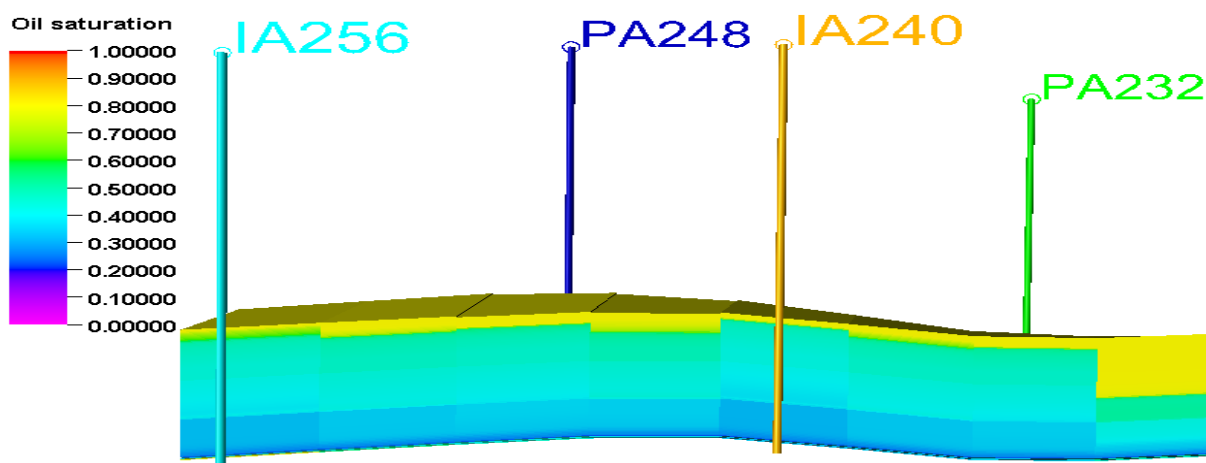


Рисунок 3.12 – Фронт вытеснения в случае одновременной добычи и ОРЗ на модели с перетоками (верхний пласт-10 мД, нижний пласт-60 мД)

При всём этом, подобранные приёмистости для рассматриваемого случая будет отличаться меньшим значением на высокопроницаемом пласта. Это обуславливается тем, что при данной ситуации на высокопроницаемый пласт

вместе с вытеснением нефти посредством нагнетания дополнительное влияние оказывают гравитационные силы, которые способствуют ускорению обводненности нижнего пласта.

Применение технология ОРЭ как во всех предыдущих случаях даёт наибольший коэффициент извлечения нефти (КИН=0,372) и всё также сохраняет основную особенность данной ситуации-уменьшение выработки запасов верхнего пласта за счёт наличия перетоков и действующих гравитационных сил (Рисунок 3.13). Сводная таблица с результатами симуляций для данного случая приведена ниже (Таблица 3.13)

Таблица 3.13 – Моделируемые случаи ОРЗ и ОРД (модель с изменённой геологической ситуацией перетоками)

ОРЗ и ОРД						
Забойное давление, $P_{\text{заб}}$ , атм	Верхний	90	90	70	70	70
	Нижний	110	110	90	90	90
Приемистость, $Q_{\text{зак}}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$		255	241	301	294	283
Доля закачки, %	Верхний	20,4	30,7	27	31,3	41
	Нижний	79,6	69,3	73	68,7	59
КИН		0,328	0,344	0,35	0,36	0,372

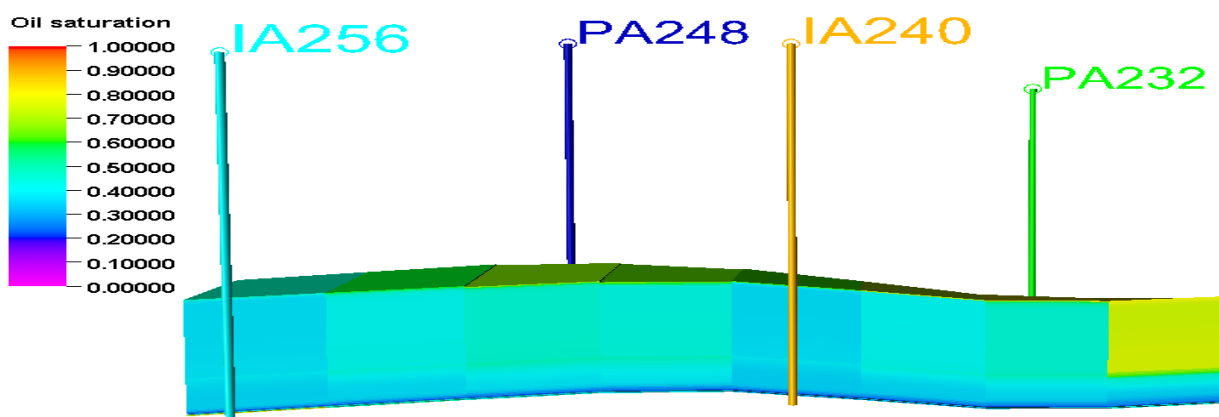


Рисунок 3.13 – Фронт вытеснения в случае ОРЭ на модели с перетоками (верхний пласт-10 мД, нижний пласт-60 мД)

Внедрение ОРЗ и ОРД предполагает установление контроля как на нагнетательных, так и на добывающих скважинах. Как можно заметить, увеличение приемистости на верхнем пласте приводит к улучшению выработки запасов. Значение приемистости для нижнего пласта имеет не определенную зависимость. Аналогично ситуации с ОРЗ и одновременной добычей, значение приемистости в высокопроницаемом пласте будет тем меньше, чем больше значение приемистости в верхнем пласте.

Результаты наиболее эффективных случаев приведены в Таблице 3.14.

Таблице 3.14 – Результаты симуляций

Технология эксплуатации	Пласты	Доля закачки, %	$P_{\text{заб}}$ , атм	КИН
Одновременная эксплуатация	Верхний	100	90	0,316
	Нижний			
Одновременная добыча и ОРЗ	Верхний	41,48	90	0,362
	Нижний	58,52		
ОРЗ и ОРД	Верхний	41	70	0,372
	Нижний	59	90	

Таким образом, данные, полученные в результате применения различных способов эксплуатации на разнотипных синтетических моделях, показывают то, что технология ОРЭ приводит к увеличению эффективности разработки многопластовых месторождений. Одновременно-раздельная эксплуатация позволяет регулировать процесс заводнения на каждом из пластов и тем самым, способствует увеличению выработки запасов, не извлекаемых при совместной закачки и добычи.

#### 4. АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЯ ВОПРОСА О ПОДБОРЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Использование синтетической модели для симуляции процесса вытеснения в многопластовой залежи позволило определить оптимальные параметры и узнать время прорыва воды для наиболее эффективного случая. Однако, не всегда есть возможность использовать подобный анализ для определения необходимых показателей разработки. В полевых условиях или при отсутствии доступа к программному обеспечению необходим аналитический подход, который сможет дать похожие результаты в оценке оптимальных параметров при заводнении.

Для аналитического вычисления времени прорыва воды на добывающих скважинах используется метод Велге, основанный, в свою очередь, на теории вытеснения Баклея-Лаверрета [8]

Основываясь на относительных фазовых проницаемостях (Рисунок 4.1), которые в случае синтетической модели одинаковы как для нижнего, так и для верхнего пластов, определяется доля воды в общем потоки жидкости и строится график функции Баклея-Лаверетта (Рисунок 4.2) [8]:

$$f(S) = \frac{k_B(S)}{k_B(S) + \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot k_H(S)} \quad (4.1)$$

где:

$k_B(S)$  - относительная проницаемость по воде;

$k_H(S)$  - относительная проницаемость по нефти;

$\mu_B$  – вязкость воды, Спз;

$\mu_H$  – вязкость нефти, Спз.



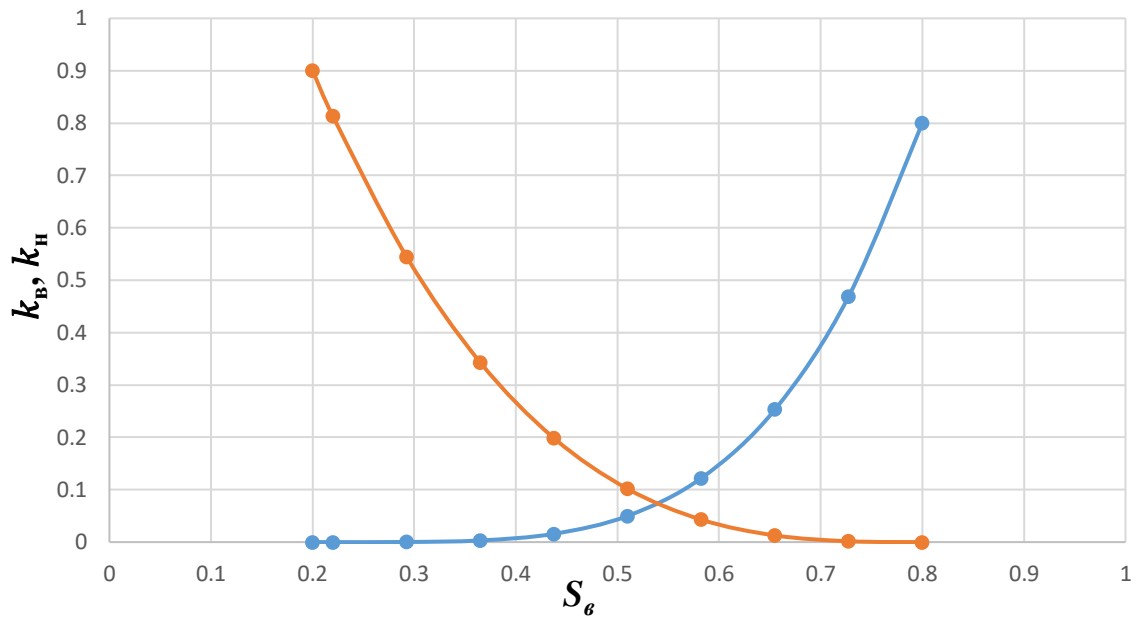


Рисунок 4.1 – ОФП для верхнего и нижнего пласта

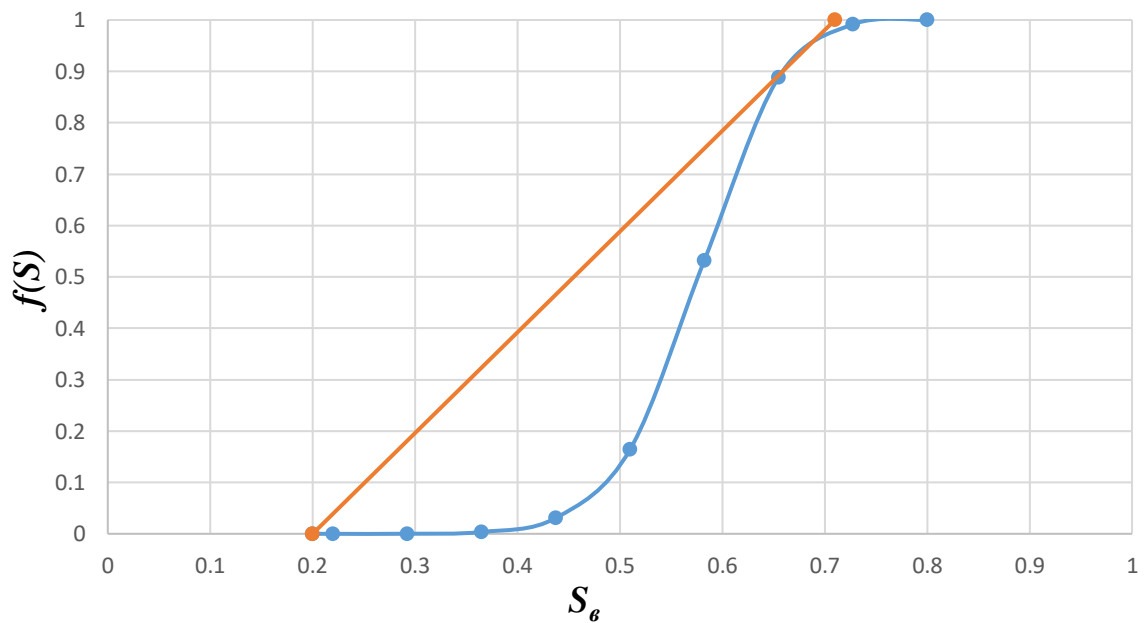


Рисунок 4.2 – Функция Баклея-Лаверетта

На данном графике путём построения касательной из точки с начальной водонасыщенностью  $S_{св}=0,2$ , определяется значение водонасыщенности на фронте вытеснения  $S_v = 0,71$  и значение самой функции на графике  $f(S_v) = 1$ . После чего определяется время прорыва воды на момент, когда фронт вытеснения достигает добывающей скважины [8]:

$$T_{пр} = \frac{\phi \cdot b \cdot L \cdot H}{Q_{зак} \cdot f'(S_v)} \quad (4.2)$$

где:

$\emptyset$  - пористость, %;

$b$  – ширина пласта, м;

$L$  – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины, м;

$H$  – мощность пласта, м;

$Q_{\text{зак}}$  - приемистость нагнетательной скважины,  $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$ ;

$f'(S_{\text{в}})$  – производная  $f(S)$

Производную функции  $f(S)$  можно определить как графически, так и с помощью формулы [8]:

$$f'(S_{\text{в}}) = \operatorname{tg} \alpha = \frac{f(S_{\text{в}})}{S_{\text{в}} - S_{\text{св}}} \quad (4.3)$$

где:

$S_{\text{св}}$  – значение связанной водонасыщенности

Проверка достоверности аналитического расчёта времени прорыва воды с этим же временем, взятым с синтетической модели, проводилась подстановкой в формулу (2) значений приёмистости,  $Q_{\text{зак}}$ , из модели на момент прорыва воды.

Значение времен прорыва воды  $T_{\text{пр}}$ , взятых из синтетической модели и полученных аналитическим путем, для верхнего высокопроницаемого пласта приведено в Таблице 4.1. Годом начала добычи, от которого будет отсчитываться время прорыва  $T_{\text{пр}}$ , остается 2019.

Таблица 4.1 – Значение времён прорыва для высокопроницаемого пласта

Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	$T_{\text{пр}}$ из модели, год	$T_{\text{пр}}$ из формулы, год	Погрешность, %
174	2,6	3,46	33
184	2,4	3,27	36,25
197	2,3	3	30,43
205	2,1	2,94	40
228	2	2,64	32
248	1,8	2,43	35
270	1,6	2,23	39,4
308	1,4	1,95	39,2
350	1,23	1,72	38,2

Из таблицы можно заметить, что разница между временами прорыва, полученных из симуляции и аналитически, незначительная. Теперь, рассмотрим сходимость этих значений для нижнего низкопроницаемого пласта (Таблица 4.2)

Таблица 4.2 – Значение времён прорыва для высокопроницаемого пласта

Приемистость, $Q_{\text{зак}}$ , $\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	$T_{\text{пр}}$ из модели, год	$T_{\text{пр}}$ из формулы, год	Погрешность, %
62	18	20,8	15,5
66	17	19,5	14,7
70	16	18,4	15
73	15	17,6	17,3
80	14	16	14,2
87	13	14,8	13,8
93	12	13,8	15
105	11	12,3	11,81
119	10	10,8	8

Времена прорыва для низкпроницаемого слоя, взятые из модели и посчитанные аналитически с определенной долей погрешности, соответствуют друг другу.

Таким образом, можно сделать вывод, что аналитическая формула для расчёта времени прорыва, полученная с помощью применения метода Велдже и теории Баклея-Лаверетта, позволяет получить относительно достоверное значения  $T_{\text{пр}}$

## 5. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МОДЕЛИ РЕАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выше описанный подход к анализу эффективности внедрения технологии ОРЭ дал положительный результат и был подтвержден аналитическими расчётами. Таким образом, имеет смысл применить рассмотренный подход, используя исходные данные реального месторождения, на котором возникает вопрос об актуальности внедрения одновременно-раздельной эксплуатации.

Рассматриваемое месторождения представляет собой многопластовую залежь (Рисунок 5.1), в которой выделяются четыре пачки, характеризующиеся схожими свойствами (Таблица 5.1)

Таблица 5.1 – Свойства пластов и флюидов

Параметры	Пачка			
	D	C	B	A
Нефть				
Пластовое давление, атм	161	161	161	161
Давление насыщение, атм	42,5	42,5	42,5	42,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	27,9	27,9	27,9	27,9
Объемный коэффициент нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,123	1,123	1,123	1,123
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	777,8	777,8	777,8	777,8
Вязкость нефти, Спз	2,83	2,83	2,83	2,83
Пластовая температура, °C	70,8	70,8	70,8	70,8
Пластовая вода				
Вязкость воды, Спз	0,4722	0,4722	0,4786	0,4786
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1052	1052	1052	1052



является подбор оптимальных параметров разработки для каждого пласта с целью достижения их максимальной выработки

Сперва, используя опыт синтетического анализа, определяется эффективность выработки запасов данного месторождения при его разработки способом одновременной эксплуатации. При этом предполагается:

- стопроцентная компенсация вытесняемого флюида;
- забойное давление на добывающих скважинах  $P_{зab}=100$  атм;
- время симуляции-15 лет;

Моделирование проводится на 22 существующих скважинах из которых 8 являются нагнетательными. Пачка А сильно обводнена, поэтому в далее не рассматривается. В результате реализации одновременной эксплуатации был получен коэффициент извлечения нефти равный КИН=0,298

Следующим шагом является реализация на данном месторождении технологии ОРЗ. Основываясь на общем значении  $Q_{зак}$ , которое получено как сумма приемистостей при  $P_{зак} = P_{уст} + \rho g H = 210$  атм, подбирается доля закачки в каждую пачку. Используя вышеприведенные формулы, определяется время прорыва воды для разных случаев и сравнивается со значение времени прорыва, взятого из модели (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Значения времен прорыва для пачек D, С и В

№	Пачка	Доля закачки, %	$T_{пр}$ из модели, год	$T_{пр}$ из формулы,год
1	Пачка D	6,57	8,9	13,9
	Пачка С	10,52	5,2	8,03
	Пачка В	82,91	0,55	1,44
2	Пачка D	13,16	4,2	6,98
	Пачка С	16	4,43	5,24
	Пачка В	70,84	0,9	1,69
3	Пачка D	22,36	3,22	4,1
	Пачка С	22,36	2,69	3,78
	Пачка В	55,28	1,36	2,17

Соответствие с определенной погрешностью времен прорыва воды, взятых из модели и расчётных времен прорыва, подтверждает выше изложенную методику на данных реального месторождения.

Что касается, эффективности внедряемой технологии ОРЗ, подбор оптимальных приемистостей для каждого пласта при забойном давлении добывающих скважин увеличивает общее значение КИН до 0,35.

Наиболее оптимальные значения  $Q_{\text{зак}}$  приведены в таблице ниже (Таблица 5.4)

Таблица 5.4 – Оптимальное значение приемистостей в случае с ОРЗ

Пачка	Приёмистость, $Q_{\text{зак}}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$	Доля закачки, %	КИН
D	170	22,36	0,35
C	170	22,36	
B	420	55,28	

Подобранные параметры приемистостей, соответствующие наибольшему значению технологического показателя, также указывают на максимальный экономический эффект, возникающий при сравнение всех трех случаев (Рисунок 5.2). При этом, как и на синтетической модели, выработка запасов тем эффективней, чем больше создаваемая приемистости на каждый пласт. Однако, высокое значение приемистости способствует более раннему прорыву воды и росту обводненности продукции, особенно в пачке В. Как следствии, слишком высокая доля закачки в пачке В, будет снижать общее значение КИН и экономическую эффективность проекта.



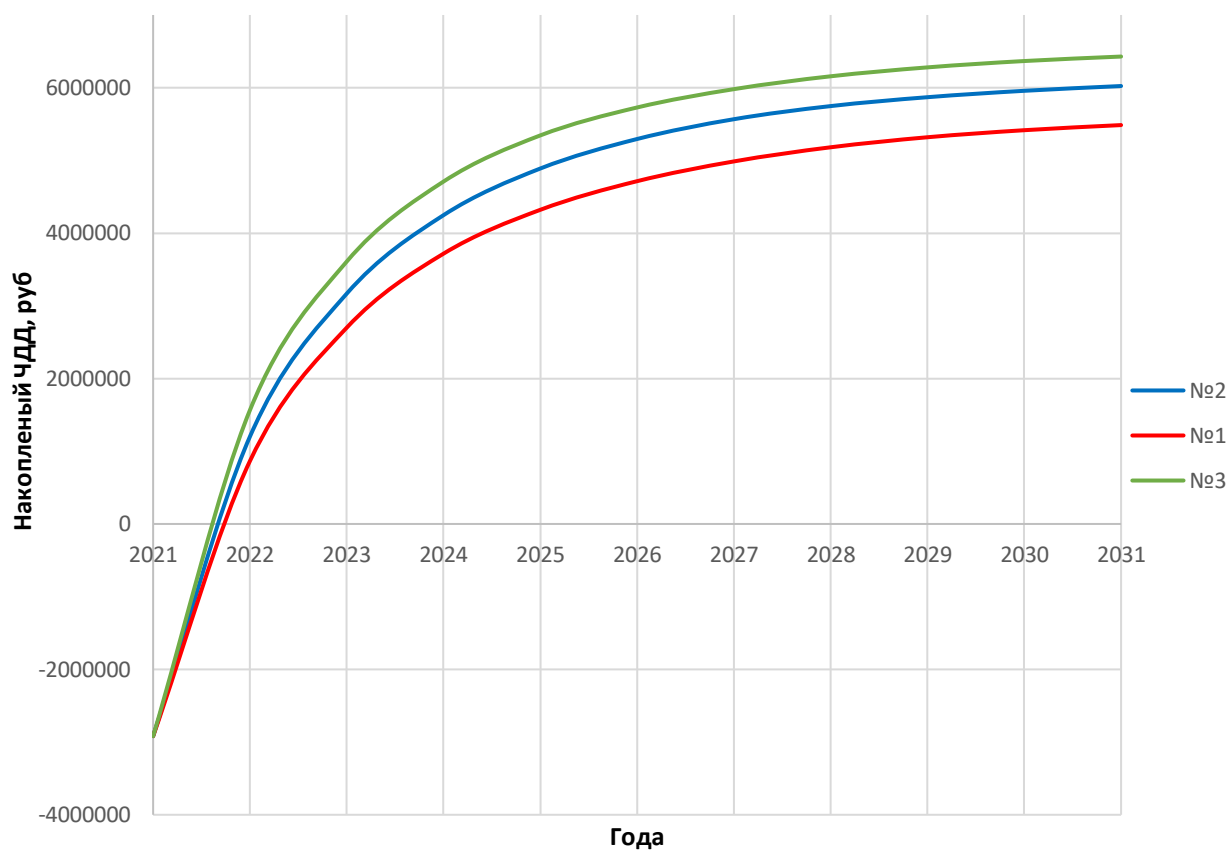


Рисунок 5.2 –Экономическая эффективность ОРЗ при разных долях закачки

Регулирование закачки в нагнетательные скважины производится путем дросселирования потока воды через штуцер. Аналитическая формула расчёта для суммарных приемистостей пластов приведена ниже:

$$Q = 1,99C_D d_{шт}^2 \sqrt{235,4065 \frac{\Delta p}{\rho}} \quad (5.1)$$

где:

$Q$  – суммарная приемистость одной скважины,  $\frac{м^3}{сут}$ ;

$C_D = 2,23$  – коэффициент штуцирования;

$\Delta p$  - перепад давления, атм;

$\rho$  - плотность воды,  $\frac{кг}{м^3}$ ;

$d_{шт}$  – диаметр штуцера, мм.

Отсюда, диаметра штуцера будет равен:

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{Q}{1,99C_D \sqrt{235,4065 \frac{\Delta p}{\rho}}}} \quad (4.2)$$

$$d_{шт} = \sqrt{\frac{750}{1,99 \cdot 2,23 \cdot \sqrt{235,4065 \cdot \frac{50}{1052}}}} = 7\text{мм} \quad (5.3)$$

Как итог, технология ОРЭ показала свою эффективность на модели реального месторождения. Установленное время прорыва воды с долей погрешности можно рассчитать аналитически и как результат, обратной задачей подобрать значение оптимальных приемистостей для пластов с разными свойствами.

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 6.1 Анализ основных затрат на установку рассматриваемой технологии

Эффективность внедряемой технологии во многом зависит не только её производственных качеств, но также и от её рентабельности. Реализация технологии ОРЭ на рассматриваемом месторождении несёт в себе ряд затрат, которые касаются:

- затраты на строительство и монтаж оборудования;
- затраты на установку и проверку оборудования
- затраты на используемые материалы;
- заработная плата работников;
- отчисления на социальные нужды;
- расходы на транспортные нужды;
- прочие услуги вспомогательных цехов;
- накладные расходы.

Расчёт времени на строительство и монтаж оборудования для внедрения ОРЭ [9]:

$$T = \frac{0,18 \cdot T_c}{N_{бр}} \quad (6.1)$$

где:

$T$  – общее время строительства и монтажа, сут;

$T_c = 260$  – трудоёмкость работ, чел·сут;

$N_{бр} = 12$  – число человек в монтажной бригаде, чел.

$$T = \frac{0,18 \cdot 260}{12} = 3,9 \text{ сут}$$

Установка оборудования:  $T_m = 3$  сут

Проверка оборудования:  $T_n = 2$  сут

Общее время, затрачиваемое на установку оборудования, вычисляется по формуле:

$$T_{\text{общ}} = T + T_{\text{м}} + T_{\text{п}} \quad (6.2)$$

$$T_{\text{общ}} = 3,9 + 3 + 2 = 8,9 \text{ сут}$$

Следующим шагом, вычисляются затраты на строительство и монтаж оборудования:

$$C_c = T \cdot (3 + 3_i) \quad (6.3)$$

где:

$3 = 15000$  – суточные выплаты производственной бригаде, руб;

$3_i = 12\,000$  – суточные затраты, на время проведения работ, руб;

$$C_c = 8,9 \cdot (15000 + 12000) = 234\,900 \text{ руб}$$

План затрат (смета) на реализацию интеграции технологии ОРЭ включает в себя расходы на ряд материалов:

- УЭЦН “АЛНАС”/ 5/ ДН5-100, необходимый для подъема флюида на поверхность
- пакер П-ЭГМ, необходимый для изоляции пластов и исключения их взаимовлияния друг на друга;
- станция системы управления СУ-250-ЧР-Ф2, предназначенная для автоматического управления погружным насосом и обеспечения его безопасной работы с поверхности
- датчики телеметрии, входящие в состав УЭЦН и необходимые для мониторинга таких данных как: температура пластового флюида, давление флюида на приеме УЭЦН, температура погружного электродвигателя (ПЭД), вибрация и осевое отклонение ПЭД
- насосно-компрессорные трубы, спускаемы для ОРЭ в нагнетательные и добывающие скважины: НКТ 48х5 и НКТ 60х5.

Итоговые затраты на оборудование, применяемое для внедрения технологии ОРЭ на скважинах, приведены в Таблице 6.1. Цены на оборудования приведены для одной скважины.

Затраты на основные материалы вычисляются по формуле:

$$C_M = C_M \cdot N_M \quad (6.4)$$

где:

$C_M$  – стоимость материала, руб;

$C_M$  – цена единицы материала, руб;

$N_M$  – единица измерения материала.

Таблица 6.1 – Стоимость основного оборудования для ОРЭ одной скважины

Название оборудования	Количество	Единица измерения материала	Цена единицы материала, руб	Общая стоимость, руб
УЭЦН “АЛНАС”/ 5/ ДН5-100	1	шт	1 603 508	1 603 508
П-ЭГМ-122	1	шт	214 040	214 040
СУ-250-ЧР-Ф2	1	шт	553 455	553 455
Комплект оборудования ОРЭ	1	шт	23 798	23 798
Система телеметрии	1	шт	420 00	420 000
НКТ 48х5	8,5	т	115 990	985 915
НКТ 60х5	10,75	т	80000	868000
Всего				4 668 716

## 6.2. Учёт расходов, направленных на функционирование предприятия

Расход на выплату заработных плат сотрудникам, вычисляется по формуле [9]:

$$З_п = T_c \cdot P_p \quad (6.5)$$

где:

$T_c$  – тарифная ставка вахты, руб;

$P_p$  – продолжительность работ, ч.

Основные тарифные ставки, время работ и заработные платы для сотрудников, непосредственно участвующих в процессе обслуживания технологии ОРЭ, приведены в Таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расходы на заработную плату сотрудникам

Должность	Тарифная ставка, руб	Продолжительность работ, ч	Заработная плата, руб
Оператор 4 разряда	120,51	219	26 391,69
Оператор 5 разряда	138,78	219	30 392,82
Машинист 6 разряда	171,73	219	37 608,87
Всего			94 393,38

Отчисления на социальные нужды производятся в соответствии с определёнными нормативным коэффициентом, составляющим долю от общей заработной платы сотрудников [9]:

$$З_{\text{сн}} = \frac{З_{\text{общ}} \cdot K_{\text{н}}}{100} \quad (6.6)$$

где:

$K_{\text{н}} = 26,4$  – нормативный коэффициент отчисления на социальные нужды, %;

$З_{\text{общ}}$  – общая заработная плата сотрудников, руб.

$$З_{\text{сн}} = \frac{94\,393,38 \cdot 26,4}{100} = 24\,919,85 \text{ руб}$$

Определение затрат на транспорт и транспортные нужды осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{т}} = C_{1\text{ч}} \cdot П_{\text{р}} \quad (6.7)$$

где:

$C_{1\text{ч}}$  – стоимость одного часа работ, руб;

$П_{\text{р}}$  – продолжительность работ, ч.

Расходы на всё основное транспортное оборудование, приведена в Таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Затраты на транспортные нужды

Оборудование	С <sub>1ч</sub> , руб	П <sub>р</sub> , ч	З <sub>т</sub> , руб
Штанговоз	644	5,1	3335,4
Цементировочный агрегат ЦА-320	851	18	12 761
Буровой агрегат АЗА	730	1,7	1 241
Трактор Кировец	719	4	2 876
Подъемник	820	169	138 580
Каротажный подъёмник ПКС	521	5,8	3021,8
Всего			161 815,2

Другие затраты, приходящиеся на обслуживание производственных цехов, приведены в Таблице 6.4

Таблица 6.4 – Затраты, приходящиеся на обслуживание цехов

Название цеха	Затраты, руб
Цех добычи нефти и газа (ЦДНГ)	21 000
Цех исследовательских и производственных работ (ЦНИПР)	39 000
Цех глубинно-насосного оборудования (ПРЦГНО)	145 000
Всего	205 000

Учёт накладных расходов, которые включают в себя общепроизводственные и общехозяйственные нужды, производится по формуле [9]:

$$З_{\text{нр}} = \frac{З_0 \cdot Н_{\text{нр}}}{100} \quad (6.8)$$

где:

$Z_o$  – основные затраты, руб;

$N_{нр} = 37$  – норма накладных затрат, %.

Основные затраты, включают все вышеперечисленные затраты, возникающие во время технологического процесса и вычисляются по формуле [9]:

$$Z_o = C_m + Z_{п} + Z_{сн} + Z_{т} \quad (6.9)$$

$$\begin{aligned} Z_o &= 4\,668\,716 + 94\,393,38 + 24\,919,85 + 161\,815,2 \\ &= 4\,949\,844,43 \end{aligned}$$

Тогда:

$$Z_{нр} = \frac{4\,949\,844,43 \cdot 37}{100} = 1\,831\,442,44 \text{ руб}$$

Итоговая таблица с основными расходами, сопутствующих внедрению технологии ОРЭ, приведены в Таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Основные затраты на ОРЭ

Наименование затрат	Стоимость, руб
Затраты на строительство и монтаж оборудования	234 900
Стоимость основного оборудования для ОРЭ	4 668 716
Расход на выплату заработных плат сотрудникам	94 393,38
Отчисления на социальные нужды	24 919, 85
Затраты на транспорт и транспортные нужды	161 815,2
Затраты на обслуживание цехов	205 000
Учёт накладных расходов	1 831 442,44
Всего	7 221 186,87

Суммарные затраты, учитывают плановые накопления (20%) и финансовый резерв (3%), а также с учетом налогов на добавленную стоимость (НДС=45%) равняются:

$$Z_{пн} = \frac{7\,221\,186,87 \cdot 20}{100} = 1\,444\,237,4 \text{ руб}$$



$$З_{рез} = \frac{7\,221\,186,87 \cdot 3}{100} = 216\,635 \text{ руб}$$

$$З_{ндс} = \frac{7\,221\,186,87 \cdot 45}{100} = 3\,249\,534 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} З_{сум} &= 1\,444\,237,4 + 216\,635 + 3\,249\,534 + 7\,221\,186,87 \\ &= 12\,131\,592,87 \text{ руб} \end{aligned}$$

### 6.3 Оценка экономической эффективности

Главной задачей внедрения технологии ОРЭ-это увеличение эффективности выработки запасов, которая отражается в приросте добычи нефти. Дополнительная добыча нефти, полученная в результате использования ОРЭ определяется по формуле:

$$\Delta Q = 365 \cdot (Q_2 - Q_1) \cdot K_э \quad (6.10)$$

где:

$Q_2$  - среднесуточный дебит скважины после внедрения ОРЭ,  $\frac{\text{т}}{\text{сут}}$ ;

$Q_1$  - среднесуточный дебит скважины до внедрения ОРЭ,  $\frac{\text{т}}{\text{сут}}$ ;

$K_э=0,97$  – коэффициент эксплуатации.

$$\Delta Q = 365 \cdot 10 \cdot 0,97 = 3\,540,5 \text{ т}$$

Полученное значение может свидетельствовать об технологической эффективности технологии ОРЭ.

Следующим шагом, необходимо провести расчёт экономической эффективности. Таблица начальных данных для этого расчёт представлена ниже (Таблица 6.6)

Таблица 6.6 – Данные для расчёта рентабельности

Данные	Единицы измерения	без ОРЭ	С ОРЭ
Накопленная добыча нефти	т	3 435 245,5	3 438 786
Затраты на ОРЭ	руб	-	12 131 592,87

Оптовая цена за 1т нефти	руб	25 000	25 000
--------------------------	-----	--------	--------

Доход от продажи дополнительно полученной нефти определяется по формуле:

$$\Delta P = \Delta Q \cdot Ц \quad (6.11)$$

где:

$\Delta Q$  – дополнительная добыча нефти,  $\frac{т}{сут}$ ;

$Ц$  - оптовая цена за 1т нефти, руб.

$$\Delta P = 3\,540,5 \cdot 25\,000 = 88\,512\,500 \text{ руб}$$

Эксплуатационная оценка затрат складывается из затрат на дополнительную добычу нефти и затрат на обслуживание ОРЭ:

$$\Delta Z_{\Sigma} = \Delta Z_{\text{дд}} + Z_{\text{сум}} \quad (6.12)$$

где:

$\Delta Z_{\text{дд}}$  – затраты на дополнительное добычу нефти, руб;

$Z_{\text{сум}}$  - затрат на обслуживание ОРЭ, руб.

Значение затрат сверх основной эксплуатации основывается на произведение суммы условно-переменных статей калькуляции себестоимости одной тонны нефти на дополнительный годовой объём добычи нефти.

Условно-переменными затратами являются статьи калькуляции себестоимости, чьи расходы на прямую связаны с объемом добытой нефти:

- затраты на энергию, необходимую для добычи УВ,  $Z_{\text{эн}}$ , руб;
- затраты на методы воздействия на пласт,  $Z_{\text{воз}}$ , руб;
- затраты на транспортировку и сбор УВ,  $Z_{\text{тс}}$ , руб;
- затраты на подготовку УВ, , руб;
- затраты на ремонт и содержание оборудования,  $Z_{\text{рс}}$ , руб.

Таким образом, затраты на дополнительную добычу нефти будут определяться по следующей формуле:

$$\Delta Z_{\text{дд}} = (Z_{\text{эн}} + Z_{\text{воз}} + Z_{\text{тс}} + Z_{\text{пд}} + Z_{\text{рс}}) \cdot \Delta Q \cdot 0,6 \quad (6.13)$$

$$\Delta Z_{\text{дд}} = (105,9 + 530,95 + 155,35 + 48,53 + 612,15) \cdot 3\,540,5 \cdot 0,6$$

$$= 3\,086\,352,98 \text{ руб}$$

Тогда эксплуатационные затраты равны:

$$\Delta Z_9 = 3\,086\,352,98 + 12\,131\,592,87 = 15\,217\,945,85 \text{ руб}$$

Дальнейшим шагом является определение стоимостной оценки затрат на добычу нефти без ОРЭ:

$$Z_1 = Q_{\text{н1}} \cdot S_1 \quad (6.14)$$

где:

$Q_{\text{н1}}$  – накопленная добыча нефти без ОРЭ, т;

$S_1=12\,000$  – себестоимость нефти без ОРЭ, руб.

$$Z_1 = 3\,435\,245,5 \cdot 12\,000 = 41\,222\,946\,000 \text{ руб}$$

Стоимостной оценки затрат на добычу нефти с ОРЭ рассчитывается как:

$$Z_2 = \Delta Z_9 + Z_1 \quad (6.15)$$

$$Z_2 = 15\,217\,945,85 + 41\,222\,946\,000 = 41\,238\,163\,945,85 \text{ руб}$$

Теперь вычислим себестоимость нефти после внедрения технологии ОРЭ:

$$S_2 = \frac{Z_2}{Q_{\text{н2}}} \quad (6.16)$$

$$S_2 = \frac{41\,238\,163\,945,855}{3\,438\,786} = 11\,992 \text{ руб}$$

Экономическая эффективность использования технологии ОРЭ представляет собой дополнительную прибыль, полученную в результате дополнительной добычи нефти:

$$\Delta\Pi = (\Pi - S_2) \cdot Q_{\text{н2}} - (\Pi - S_1) \cdot Q_{\text{н1}} \quad (6.17)$$

$$\Delta\Pi = (25\,000 - 11\,992) \cdot 3\,438\,786 - (25\,000 - 12\,000) \cdot 3\,435\,245,5 = 73\,536\,788 \text{ руб}$$

Налог на прибыль вычисляется как:

$$H = \frac{\Delta\P \cdot 20}{100} \quad (6.18)$$

где:

20% - налоговая ставка на прибыль.

$$H = \frac{73\,536\,788 \cdot 20}{100} = 14\,707\,357,6 \text{ руб}$$

Доход предприятия вычисляется по формуле:

$$\Pi = \Delta\P - H \quad (6.19)$$

$$\Pi = 73\,536\,788 - 14\,707\,357,6 = 58\,829\,430,4 \text{ руб}$$

Таким образом, внедряемой технологии ОРЭ даёт дополнительный прирост в добычи нефти  $\Delta Q = 3\,540,5$  т. При этом экономическая эффективность данной технологии предполагает увеличение дохода на 58 829 430,4 руб при известных значения себестоимости нефти  $S_2 = 11\,992$  руб и оптовой цене за одну тонну нефти  $C = 25\,000$  руб.

## **7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Любая производственная деятельность должна быть тесно связана с социальной ответственностью, которая предполагает оказание, производственной компанией, усилий для улучшения условий работы и безопасности жизни своих сотрудников.

Основной целью данной главы является определение возможных вредных воздействий и установление правил безопасности исследуемого производственного процесса.

Анализ процесса разработки путём исследуемой технологии способствовал выявлению ряда факторов вредного воздействия:

- шум от используемого оборудования;
- метеорологические (погодные) условия;
- высокая напряженность электрического поля.

### **7.1 Оценка факторов вредного воздействия и характеристика мероприятий, вводимых с целью их устранения**

#### **7.1.1 Шум**

Шумы, возникающие в результате рабочего процесса, могут оказывать серьезное влияние, как на общую безопасность, так и на организм человека в целом. Сильная зашумлённость рабочего места, может быть причиной возникновения различных болезней, ухудшает и замедляет работоспособность, снижает реакцию и внимательность. Таким образом, шум может значительно снизить производительность труда и привести к чрезвычайным ситуациям.

Мероприятия направленные на устранения шума и улучшение рабочей обстановки во многом базируются на изучение процесса распространения шумовых волн. Допустимые нормы шума на рабочих местах, в жилых помещениях, общественных зданиях и на территории застройки согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [10] приведены в Таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Предельно допустимые уровни звукового давления [10]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственным циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Помимо соблюдения установленных норм и допустимого уровня

зашумленности, также необходимо обеспечивать дополнительные способы защиты, такие как:

- установка шумоизоляции на рабочем месте;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) сотрудников (наушники, беруши);
- уменьшение вибраций от оборудования путём внедрения устройств глушения (демпферов).

### **7.1.2 Метеорологические условия**

Установка и эксплуатация рассматриваемой технологии ОРЗ и ОРД происходит в полевых условиях. Как следствие, рабочий персонал может подвергаться непосредственному влиянию на них неблагоприятных погодных условий, перепадов температур и стихийных бедствий.

Сезонность времён год предполагает различные способы воздействия на человеческое здоровье и рабочий процесс. Выполнение работ в зимнее и летнее время год может стать причиной как обморожений разной категории, так тепловых ударов и переутомлений, помимо этого сезонная температура может сказываться на работоспособности самого оборудования.

В первую очередь, необходимо вводить мероприятия, направленные на обеспечение безопасности труда:

- снабжение сотрудников необходимыми СИЗ для выполнения работ в полевых условиях: создание помещений с подогревом и выдача требуемой спецодежды в зимнее время и предоставление СИЗ от гнуса и клеща в летний период
- введение санкций на отсутствие СИЗ
- наличие на рабочем месте средств для оказания первой помощи

Рассматриваемое месторождение относится к климатической территории 1Б и характеризуется определенным режимом работ (Таблица 7.2), которые нормируются МР 2.2.7.2129-06 [11]

Таблица 7.2 – Режим работ на открытой территории в климатическом  
регионе IB (работа категории IIa – IIб) [11]

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	≤ 1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется*											
-15	не регламентируется*											
-20	не регламентируется*								186	1	120	1
-25	не регламентируется*								115	1	85	2
-30	не регламентируется*				148	1	111	1	84	2	65	3
-35	164	1	142	1	108	1	83	2	66	3	53	3
-40	116	1	104	2	82	2	66	3	55	3	45	4
-45	90	2	82	2	67	3	56	3	46	4	38	4
-50	73	2	67	3	59	3	48	4	40	4	34	5
-55	62	3	57	3	49	4	42	4	36	5	29	6
-60	52	3	50	4	43	4	37	4	32	5	27	6
<p>а - продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин; б - число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.</p> <p>* Отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом</p>												



### 7.1.3 Электромагнитное излучение

Присутствие электромагнитного поля, возникающего из-за источников высоких напряжений, расположенных в непосредственной близости от рабочей зоны может пагубно сказываться на здоровье человека:

- способствует возникновению сердечных заболеваний, аритмии и учащению сердцебиения;
- вызывает утомляемость;
- сказывается на артериальном давлении и частоте пульса.

Основными источниками данного излучения являются высоковольтные линии электропередач (до 1150 кВ), измерительные приборы, коммутаторы и устройства автоматики.

Согласно установленному нормативному акту санитарных правил и норм СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 [12], энергетическая экспозиция приходящиеся на рабочий день не должны превышать допустимых значений, указанных в Таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Предельно допустимые значения энергетической экспозиции [12]

Диапазоны частот	Предельно допустимая энергетическая экспозиция		
	По электрической составляющей, $(В/м)^2 \times ч$	По магнитной составляющей, $(А/м)^2 \times ч$	По плотности потока энергии $(мкВт/см^2) \times ч$
30 кГц-3 МГц	20000,0	200,0	-
3-30 МГц	7000,0	Не разработаны	-
30-50 МГц	800,0	0,72	-
50-300 МГц	800,0	Не разработаны	-
300 МГц-300 ГГц	-	-	200,0

Средства защиты, применяемые для снижения электромагнитного воздействия в основном предполагают соблюдения техники безопасности при работе с высоковольтным оборудованием, а также использование СИЗ, например, экранирующий и заземляющей спецформы.

## **7.2 ОЦЕНКА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ И ХАРАКТЕРИСТИКА МЕРОПРИЯТИЙ, ВВОДИМЫХ С ЦЕЛЬЮ ИХ УСТРАНЕНИЯ**

На производстве существует ряд опасных факторов, которые могут приводит чрезвычайным ситуациям и наносить губительный урон человеку:

- электроопасность (электрический ток);
- пожароопасность (взрывоопасные смеси).

### **7.2.1 Электрический ток**

Создание электробезопасности на территории проведения производственных работ подразумевает создание систем, предусматривающих защиту и изоляцию помещений и рабочего оборудования от коротких замыканий и возможных воспламенений. Системы могут представлять собой электроизоляции, уплотнители и заземлители.

По мимо, опасности, исходящей от оборудования, прямой урон могут наносить молнии. Обязательная установка на участках повышенной опасности молниеотводов, которые предотвращают урон от атмосферного электричества путем его отвода в землю, а также регулярная проверка данных устройств перед грозовым сезоном, способствует снижению опасности от стихийного воздействия.

Установка и использование электрооборудование должно выполняться с соблюдением ряда электротехнических нормативов, соответствующих правилам устройства электроустановок (ПУЭ-7) и правилами технической эксплуатации (ПТЭ).

В свою очередь, правила техники безопасности (ПТБ) при эксплуатации

электрооборудования требует полной исполнительности и контроля:

- возможность проведение работ с электрооборудованием только после получения разрешения;
- запрет на работу с оборудованием в одиночку;
- организация и проведение необходимых мероприятий по обеспечению безопасности перед выполнением работ;
- регулярное медобследование и проверка компетентности рабочего персонала;
- мониторинг состояние изоляционного оборудования, его настройка и ремонт.

Основными способами индивидуальной защиты является изоляционная спецодежда (резиновые перчатки, ботинки и др). Их регулярное использование должно сопровождаться их надёжным хранением и проверкой на повреждения.

Вместе с индивидуальной защитой работников, на производственном объекте необходимо создавать предупреждающие источники информации, которые указывают на зоны и объекты повышенной опасности.

### **7.2.2 Пожароопасность**

Нефтепромысловое предприятие предполагает работу со легковоспламеняющимися и взрывоопасными смесями, поэтому уделяется особое внимание процессам безопасности хранения, добычи и эксплуатации продукции на данной территории. Оператор добычи нефти и газа имеет дело с работой в помещениях категории взрывопожароопасности А и Б, согласно нормативу СП 12.13130.2009 (Таблица 7.4) [13]

Таблица 7.4 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности [13].

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожароопасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, при избыточном давлении взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожароопасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении более 5 кПа
В1-В4 пожароопасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся, не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением тепла, искр и пламени, и горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Основными источниками пожаров и взрывов на нефтепромысловом предприятии могут считаться:

- воспламенение неизолированных или плохо изолированных частей электрооборудования;
- взрывоопасные смеси, горючие и флюиды под давлением.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций необходимо соблюдать ряд правил общих и индивидуальной безопасности:

- обеспечить контроль и регулярную проверку электрооборудования и токоизоляции;
- оборудовать место работы средствами пожаротушения: огнетушители, песок, пожарный гидрант;
- оборудовать место работы датчиками-дымоуловителями;
- соблюдать правила пожарной безопасности и допускать до работы только тот персонал, который прошёл инструктаж.

### **7.3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Технологический процесс, сопутствующий внедрению технологии ОРЗ и ОРД на скважинах, предполагает определённый тип работ (разбуривание, монтаж и т.д), который может оказывать негативное влияние на окружающую среду

#### **7.3.1 Санитарно-защитная зона**

Важным аспектом является соблюдения санитарно-защитной зоны. В соответствии со СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 месторождению присвоен 1 класс, что означает необходимость удаленности предприятие от населённых пунктов не менее чем 1000 метров [14]. Норматив соблюдается так как ближайший населённый пункт расположен в 25 километрах от зоны работ.

#### **7.3.2 Защита атмосферы**

Атмосфера является одной из главных частей окружающей среды,

испытывающих на себе влияние загрязнения от производственных предприятий.

Разработка любого месторождения оказывает серьезный эффект на атмосферный воздух путём сжигания на факелах попутного нефтяного газ, выхлопами от рабочего оборудования и печей, а также разного рода выбросами летучих компонентов.

Перечень наиболее вредных веществ, наносящих урон атмосфере, представлен в ГН 2.2.5.1313 – 03 (Таблица 7.5) [15]

Таблица 7.5 – Основные вредные вещества

Наименование веществ	ПДКм. р. В воздухе населенных мест, мг/м <sup>3</sup>	ПДК среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Железа оксид	-	0,04	3
Сажа	0,15	0,05	3
Марганец и его соединения	0,01	0,001	2
Углеводороды (по метану)	50/ОБУВ/	-	-
Азота диоксид	0,085	0,04	2
Азота оксид	0,4	0,06	3
Углерода оксид	5	3	4

Для сокращения концентрации вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессе работы месторождения, необходимо проводить ряд мероприятий:

- установка контроля над основными источниками выбросов;
- осуществление безопасных перевозок горючих и легко разливающихся веществ;
- установка герметизаций и предохранительных устройств на всех

аппаратах под давлением;

- сжигание газа только в чрезвычайных ситуациях.

### 7.3.3 Защита гидросферы

Другой областью загрязнения, подверженной влиянию со стороны нефтепромысловых комплексов, являются поверхностные и пластовые пресноводные объекты. В целом различают несколько типов искусственного воздействия на водные объекты:

- воздействие на почву в результате обустройства объекта;
- загрязнение водной среды в процессе эксплуатации (разливы нефти, бурового раствора, химических реагентов).

Наивысшей степенью опасности является загрязнение водной среды нефтью и её продуктами. В процессе разработки месторождения основными источниками загрязнения вод считаются:

- отходы, возникающие при бурении скважин (отработанная вода, шлам, буровой раствор);
- отходы от хозяйственно-бытовой деятельности;
- объект переработки и сжигания промысловых продуктов, которые способствуют выбросу вредных веществ, осаждаемых на водной поверхности;
- разливы нефти и её продуктов, возникающих из-за не герметичности соединений нефтепроводов, нефтепромыслового оборудования, а также во время аварий.

Все основные мероприятия и нормы уровня загрязнения и вредного влияния на гидросферу проводятся согласно требованиям ГОСТ 17.1.3.07- 82 [16].

- обеспечение территории месторождения необходимым противовыбросовым оборудованием, герметичными соединениями и устройствами контроля над утечками;
- регулярное проведение профилактических мероприятий с целью

обеспечения надежной работы оборудования;

- более жесткие требования к эффективности очистных сооружений.

#### **7.3.4 Защита литосферы**

Почвенный покров на территории месторождения также является объектом, на которое оказывается вредное воздействия на протяжении всего периода разработки.

Воздействие на ландшафт начинается с начала обустройства месторождения, которое предполагает установку необходимого производственного оборудования и создание сети дорожных коммуникаций между кустами скважин. Бурение скважин, а также отходы, возникающие во время этого процесса, создают непосредственное загрязнение почвенного покрова. Помимо этого, в процесс эксплуатации нередко возникают разливы углеводородов, химических реагентов и отходов производства. Таким образом, можно выделить несколько источников загрязнения:

- кустовые площадки;
- буровые платформы (механическое воздействие на почву);
- система трубопроводов (источник аварийных утечек);
- производственные и нефтеперерабатывающие комплексы;
- печи и дымоходы (осадок, образовавшийся после продуктов горения).

Основным нормирующим документом, характеризующим предельно допустимую концентрацию веществ в почвенном покрове является ГН 2.1.7.2041-06 [17].

Как результат, для минимизации вредного влияния на ландшафт необходимо вводить ряд мероприятий:

- строительство единой системы коммуникаций, сокращающий охват земель, находящихся под застройкой;
- обеспечение необходимого мониторинга промышленного оборудования с целью сокращения аварийных ситуаций;



- проведение рекультивации почвы, подверженной вредному воздействию;
- установка необходимых очистительных сооружений (фильтры, золоуловители, отстойники).

## **7.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ**

Месторождение нефти и газа является объектом повышенной опасности. В результате производственного процесса может возникать ряд чрезвычайных ситуаций (ЧС) различного типа характера: экологического, природного и техногенного

### **7.4.1 Анализ чрезвычайных ситуаций**

К чрезвычайным ситуациям природного характера относятся неконтролируемые природные явления: наводнения, лесные и торфяные пожары, сильные ветра и снежные бури.

Экологический характер чрезвычайных ситуаций предполагает процессы, связанные с резким изменением суши, атмосферы или гидросферы. К ним можно отнести: критический уровень отходов и свалок, деградация ландшафта и засуха, превышение критических концентраций вредных элементов. ЧС данного типа исключены на территории месторождения.

Наиболее вероятным типом чрезвычайных ситуаций, возникающих на территории месторождения являются техногенные катастрофы, к которым относятся: пожары на кустовых площадках и установках по подготовки нефти, взрывы, а также масштабные утечки углеводородов

### **7.4.2 Утечка углеводородов**

Утечки и разливы нефти являются наиболее возможной аварией на территории месторождения. Несвоевременность и недостаточная готовность к данной аварийной ситуации может иметь критические последствия.

Причиной аварийной ситуации может являться:

- износ изоляционного оборудования и герметичных элементов;
- брак и дефект самого оборудования;
- вовремя не выявленные повреждения оборудования.

При возникновении подобных ситуаций необходимо осуществлять предпринимать меры по спасанию персонала, а также по ликвидации последствий и источников аварии:

- доложить о возникновении аварийной ситуации ответственному руководству;
- вызвать специалистов, ответственных за ликвидацию аварии;
- вывести рабочий персонал, оградить зону аварийных действий и установить знаки, указывающие на ЧС;
- убрать возможную технику от утечки;
- произвести сброс давления на аварийном участке;
- начать ремонтные работы данного участка.

К основным средствам, которые направлены на более эффективную борьбу с авариями, относятся: песок, пожарные гидранты, огнетушители. Данное оборудование нуждается в регулярной проверки и оценки работоспособности.

## **7.5 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

### **7.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Рассматриваемое месторождение располагается юго-восточной части Западно-Сибирской нефтяной провинции. Рабочий процесс организован вахтовым методом. Таким образом, в соответствии с трудовым кодексом РФ (ст.302 ТК РФ) [18], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

- устанавливается районный коэффициент, определяющий надбавку к заработной плате сотрудника, работающего в условиях Крайнего Севера;
- раз в год назначается дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) [19], в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;
- присутствуют бесплатные плановые медосмотры, с целью идентификации заболеваний, возникновение которых может быть результатом трудовой деятельности сотрудников;
- наличие компенсаций из-за производственных травм и болезней
- обеспечение необходимыми СИЗ.

### **7.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

В соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [20] рабочая зона должна быть сконструирована таким образом, чтобы соответствовать психологическим и физиологическим требованиям.

На месторождении рабочая среда предполагает следующее:

- наличие кустовых площадок и установок по подготовки нефти;
- рабочие оборудование;
- средства, направленные на увеличение удобства и безопасности выполняемой работы.

Работоспособность человека и его физическое состояние во многом зависит от рабочей среды. Как следствие, производственная зона должна быть правильно спроектирована ещё на этапе планировки обустройства. Правильно спланированная рабочая зона должна иметь такое расположение рабочих средств и самого работника, чтобы обеспечить наиболее комфортные условия: поза работника, зона его передвижения, внешние условия.

Как результат, обустройство рабочего места нуждается в подготовки и проведение ряда мероприятий по его улучшению ещё до начала рабочего

процесса. Комфортные условия работы, способствуя повышению работоспособности сотрудников, и улучшают эффективность самой работы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были проанализированы возможности технологии ОРЭ, которые основывались на многолетнем опыте её применения, а также на рассмотрение её эффективности в условиях синтетической модели.

Моделирование разного типа ситуаций с расположением пластов отличной проницаемости и мощности, позволило сделать вывод об эффективности использования технологии ОРЭ на многопластовых месторождениях. Вместе с этим были привлечены физические методы расчёта (Велге и Бакля-Лаверетта) с целью подтверждения результатов, полученных в процессе симуляции, с аналитикой. Главным выводом, синтетической модели служит то, что обеспечение наибольшего КИН, осуществляется подбором оптимального значения приемистостей на каждый пласт.

На следующем шаге работы, осуществлялась реализация полученной методики на гидродинамической модели рассматриваемого месторождения. Применение аналитических формул, как и в случае с синтетической модели, дали с определенной погрешностью схожий результат с модельными данными, что позволяет определить время прорыва воды на каждом пласте. Это позволило подобрать оптимальное значение приёмистостей на каждый пласт и увеличить их общую выработку.

Таким образом, подбор оптимальных параметров разработки, а именно приемистостей и забойного давления, позволяет увеличить коэффициент выработки запасов на месторождении с несколькими пластами разной проницаемости и мощности. При этом, обеспечивается экономическая рентабельность интеграции данной технологии, что делает актуальной разработку многопластовых месторождений способом одновременно-раздельной эксплуатации.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. М.: 2006. – 113 с
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: «Недра», 1975. – 678 с.
3. Д.Г. Наймушин, А.А. Попов. Выбор вариантов разработки пластов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов на примере Майского месторождения // Изв. ТПУ. Томск: Изд-во ТПУ, - 2011. - №1. – С. 109 – 111
4. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири, Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.
5. Барышников А.В. Особенности применения одновременно-раздельной эксплуатации скважин на ЮЛТ Приобского месторождения / А.В. Барышников, О.А. Кофанов, В.В. Сидоренко, А.М. Брезин, М.И. Кременецкий, В.В. Кокурина // SPE – 138089. 2010. С. 1-14.
6. Муслимов Э.Я, Медведев П.В. Опыт применение технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин в ТНК-ВР// SPE – 161976. 2012. С.1-10.
7. Леонов В.А., Шарифов М.З. Гарипов О.М. Опыт внедрения технологии ОРРНЭО (одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов) на месторождениях Западной Сибири// SPE – 104338. 2006. С.1-18.
8. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – 2-е издание, переработанное и дополненное. – М.: НЕДРА, 1998. – 332 с.
9. Основы менеджмента: Организация и планирование производства / Н.И. Новицкий.– М.: Финансы и статистика, 2008. – 208с.
10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. // М.: Союз, 1996 г. - 150 с.

11. МР 2.2.7.2129-06-Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях. // М: Бюллетень нормативных и методических документов Госсанэпиднадзора, 2006 г. - 26 с.
12. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 Электромагнитные излучение радиочастотного диапазона. // Министерство Здравоохранения России, г. Москва, 2011 г. – С. 43-48
13. СП 12.13130.2009- Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. // М: МЧС России, 2009 г. – 35 с.
14. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов // М: Информационно-издательский центр Госкомсанэпиднадзора России, 2003 г. – 56 с.
15. ГН 2.2.5.1313 – 03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. // МСК от 13.02.2018 г. №25. – С. 120-134
16. ГОСТ 17.1.3.07- 82 Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков // М: ИПК Издательство стандартов 2001 г. – 10 с.
17. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. // М: Роспотребнадзор, 2006 г. – 16 с.
18. Статья 302 ТК РФ. Гарантии компенсации лицам, работающим вахтовым методом. // М: Омега-л, 2018г. – 230 с.
19. Статья 117 ТК РФ. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда // М: Омега-л, 2018г. – 230 с.
20. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования // М: ИПК Издательство стандартов 2001 г. – 9 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Literature review

The history of wide use dual completion design began during the war years (1941-1942). The government introduced the hard requirement on production of hydrocarbons with aim to increase the amount of steel and decrease the capex, which was based on the reducing the numbers wells. This cause contributed to the evolution of dual completion technology in oil industry and creation of various design for development optimization.

The considered technology is characterized by the numbers of engineering operations, associated with installation of the necessary downhole equipment, are carried out at the wells. The equipment allows to control fluid inflow from each production interval, ensure its monitoring and contributes to piston like displacement of oil by adjustment of well injection and well production parameters.

Nowadays, there are a several completion designs (Table 1 A and Table 2A) of dual exploitation and dual injection technology, which application depends on numbers of conditions, included: complicating factors, necessary of artificial lift, fluids properties, parameters and integrity of developed layers [5,6].

Table 1A – Dual exploitation designs

<b>Dual exploitation technology</b>	
<b>Single lift design</b>	<b>Dual lift design</b>
1) Single completion without packer between layers and one production technique (artificial lift) for both intervals	1) Dual completion with parallel tubing and two production techniques for each intervals
2) Single completion with packer between layer and one production technique (artificial lift) for both intervals	2) Dual coaxial completion, with two tubing ,Y-tools and two production techniques for each intervals



Table 2A – Dual injection designs

<b>Dual injection technology</b>	
<b>Single lift design</b>	<b>Dual lift design</b>
Single completion with packer between layers	Dual coaxial completion

Also, dual technology allows to integrate the injection and production processes in one well. For example, there is relevancy to enter new pay zone and reduce capital expenditure on drilling of new wells. As a result, in existing injection wells the new formation development is started and continued the water injection in used formation. However, the considering of this technology is not actual for set aims and objectives.

**Single lift designs:** the choose of single completion design is based on the variety conditions. The simplicity and low cost of single completion without packer and with one artificial lift for both production intervals determined it application in development of high thicknesses formation with big heterogeneity in properties (Figure 1A) [6]. Also, this type of completion is used for development of segregated layers, where there are complicating factors (sand production, high gas oil ratio) or which have similar fluid properties. However, in this case the layers influence to each other and fluid control is not provided. Measurements of reservoir parameters is carried out by geophysical tools (dynamic or static).

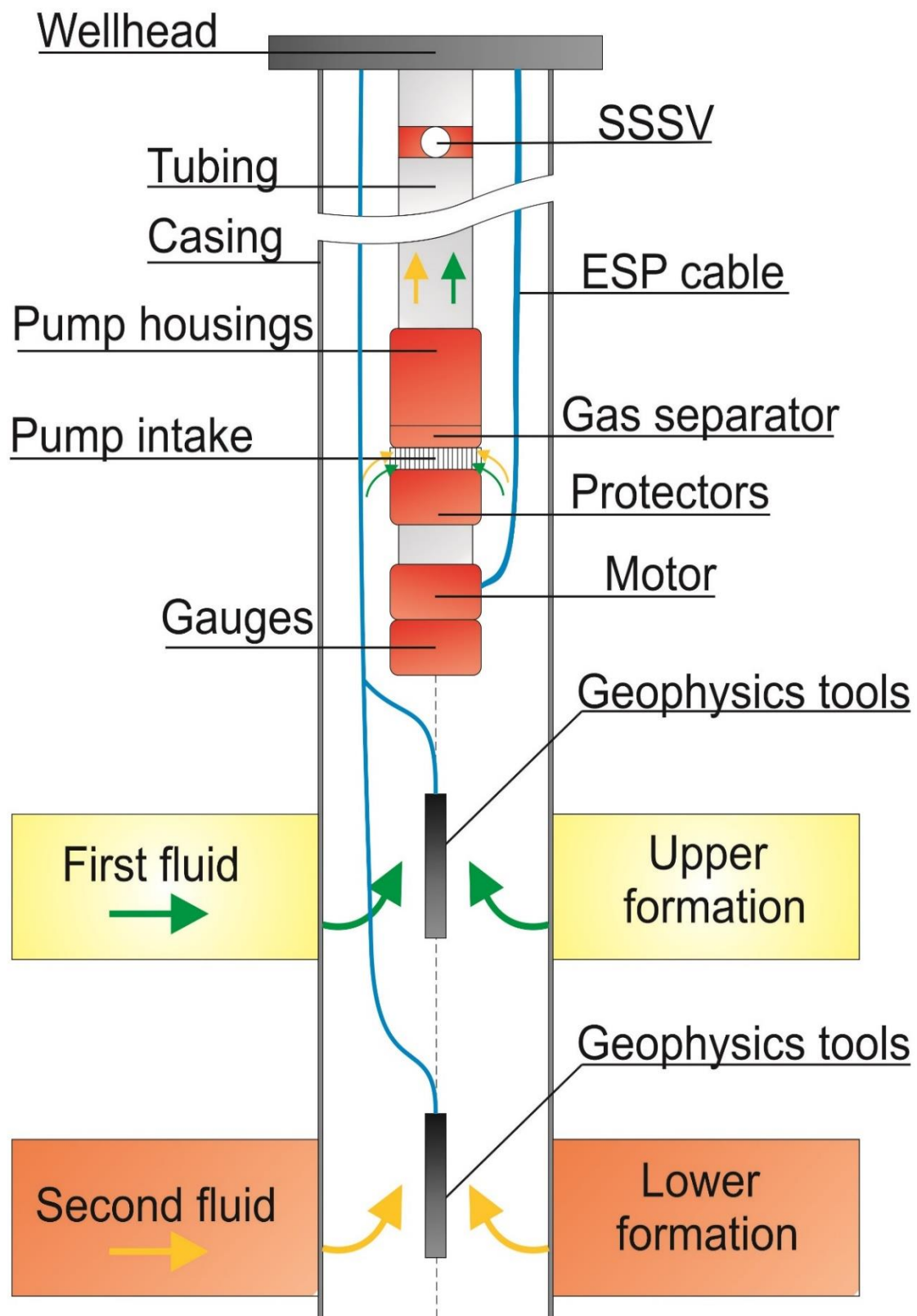


Figure 1A – Single completion of production well without packer between layers and one production technique (artificial lift) for both intervals

Other type of single completion design with packer between layers and one artificial lift for both intervals is characterized by reducing of layer influence of each

other and increasing of well reliability. The presence of packer allows to install opposite each layer fixed mandrels, which integrate with static geophysics tools. Thereby, the measurements are obtained more realistic and well operation doesn't require frequent interventions (Figure 2A) [6].

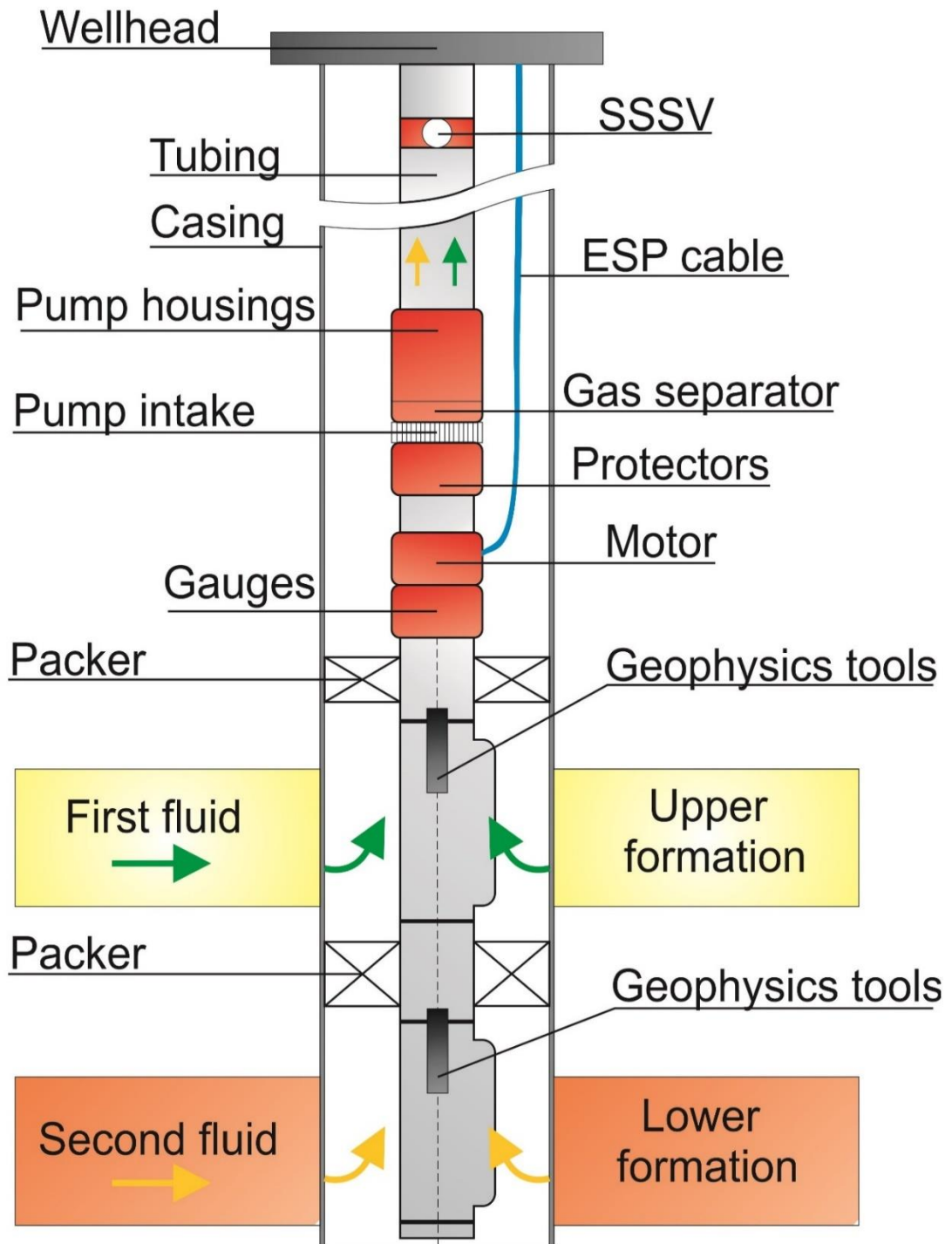


Figure 2A – Single completion of production well with packer between layer and one production technique (artificial lift) for both intervals

All single completion designs are characterized by fluid mixing in tubing and impossibility of regulation of development parameters during production process. As a result, when the fluid properties are different or necessary to provide target parameters for each layer, the dual completion design are applied.

**Dual lift designs:** two dual lift completion designs are considered: parallel completion and coaxial completion. Both ensure fluid control and allows to install differential drawdown for each layer, but also are characterized complexity of construction and capex increases.

In more detail, parallel completion with two production techniques for each interval usually use rod pumps as artificial lift, the installation of which, compared with ESP, much less depends on the size of the tubing, but less effective during development of deep formation (Figure 3A) [6].

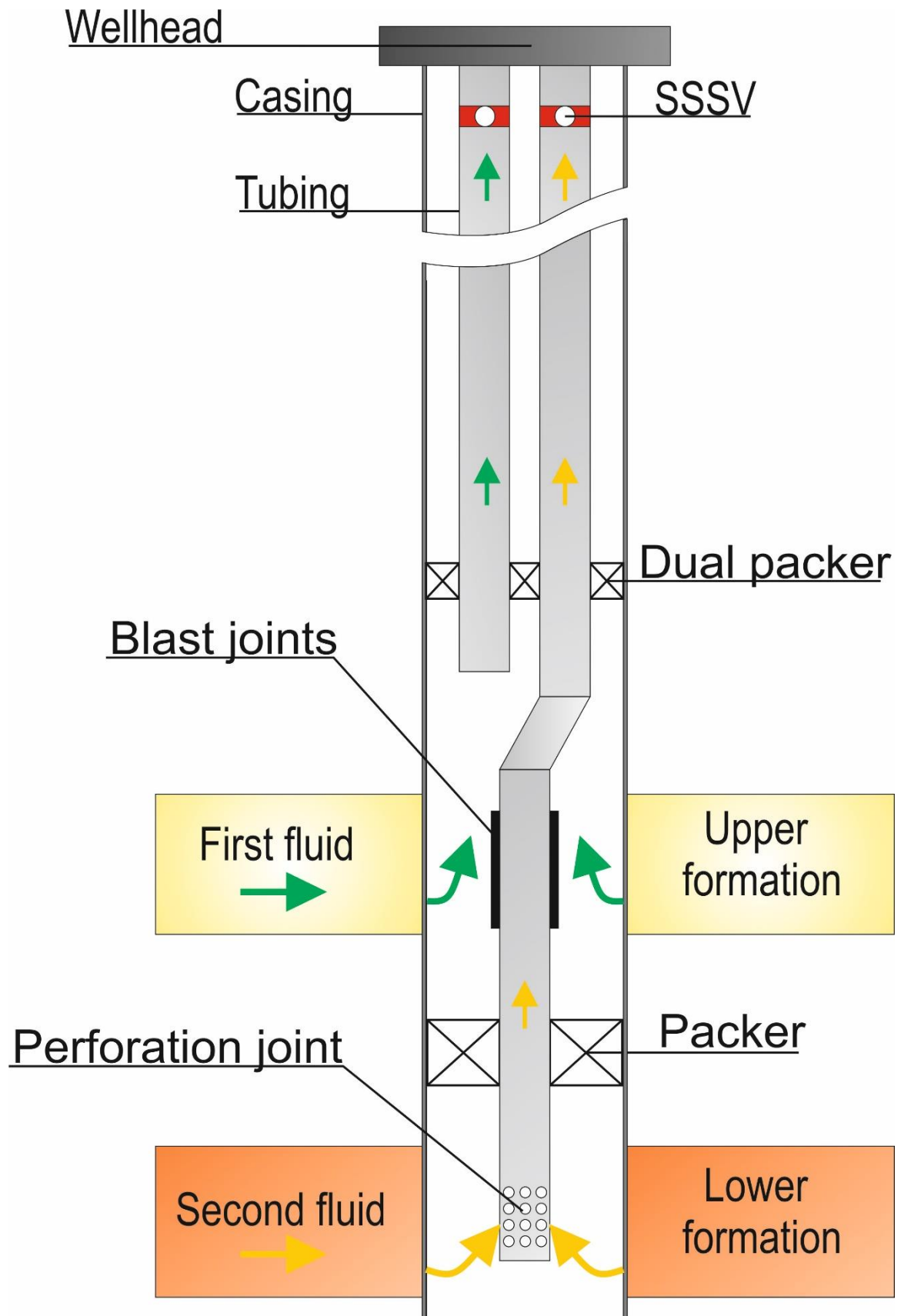


Figure 3A – Dual completion of production well with parallel tubing and two production techniques for each intervals

The coaxial completion with two production techniques use ESP for each layer as artificial lift (Figure 4A) [6]. Also, construction there are Y-tools for installation for one of the ESPs and coaxial joint, which help to centralize two tubing. ESP allows to develop multilayers field, with deep location of the target formations.

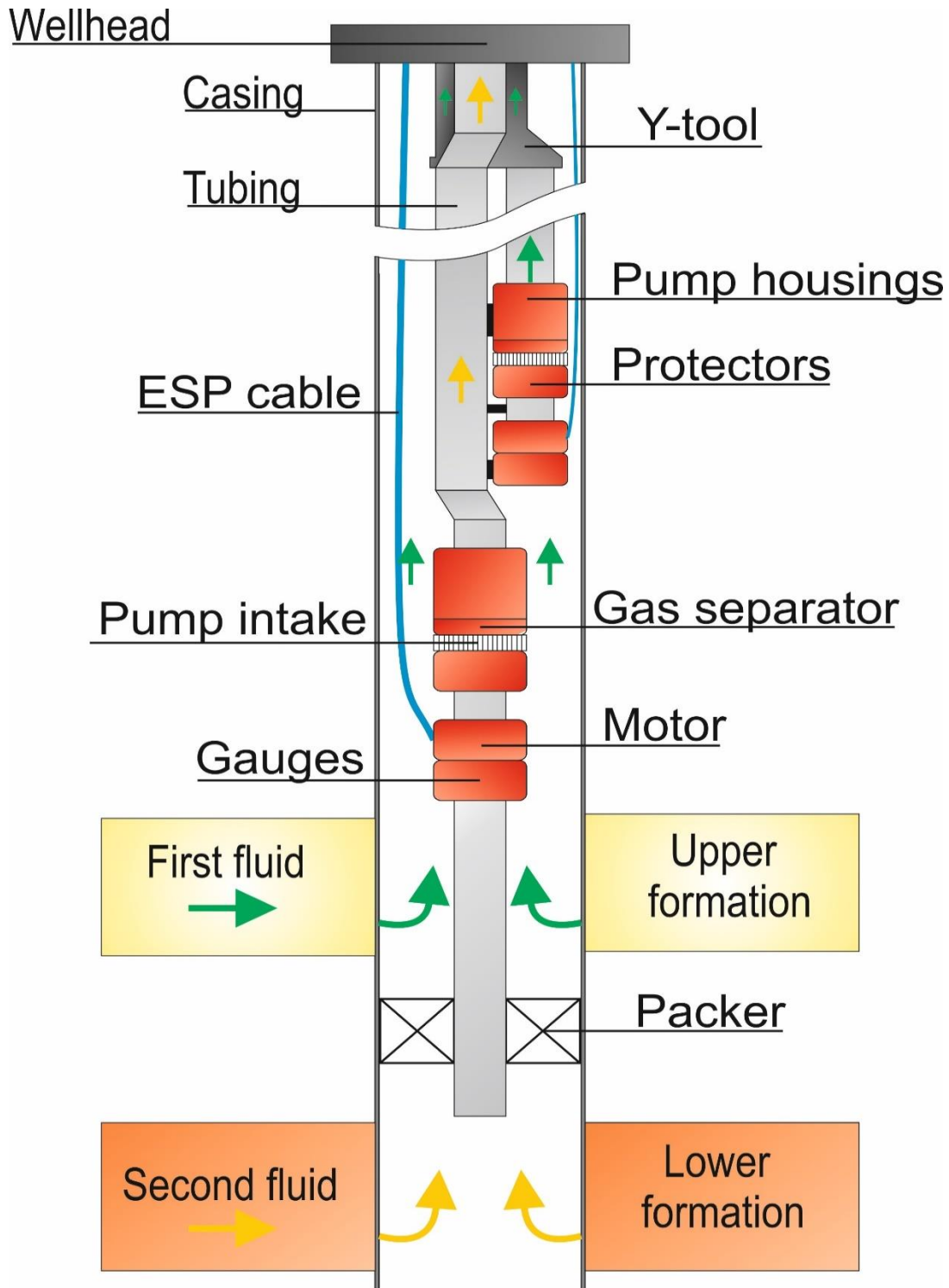


Figure 4A – Dual coaxial completion of production well with two tubing, Y-tools and two production techniques for each interval

In all cases, the application of artificial must be justified by layers' productivity and development profitability. If production wells have naturally flow the artificial lift is not required.

**Dual injection technology:** the simultaneous development of layers with different permeability contribute to introduction of dual injection technology on injection wells. The technology has significant impact on waterflooding process and gives possibility to control injection parameters for each layer. The main aim of technology is achievement of optimal parameters and alignment of displacement front. There are two main type of injection completion: single lift with packer and dual coaxial lift.

The dual coaxial completion includes two tubing, through which the water is injected in layers (Figure 5A) [6]. All production intervals are controlled by one of two methods: creation of individual repression or injection rate, which assigned based on differential permeability of layers.

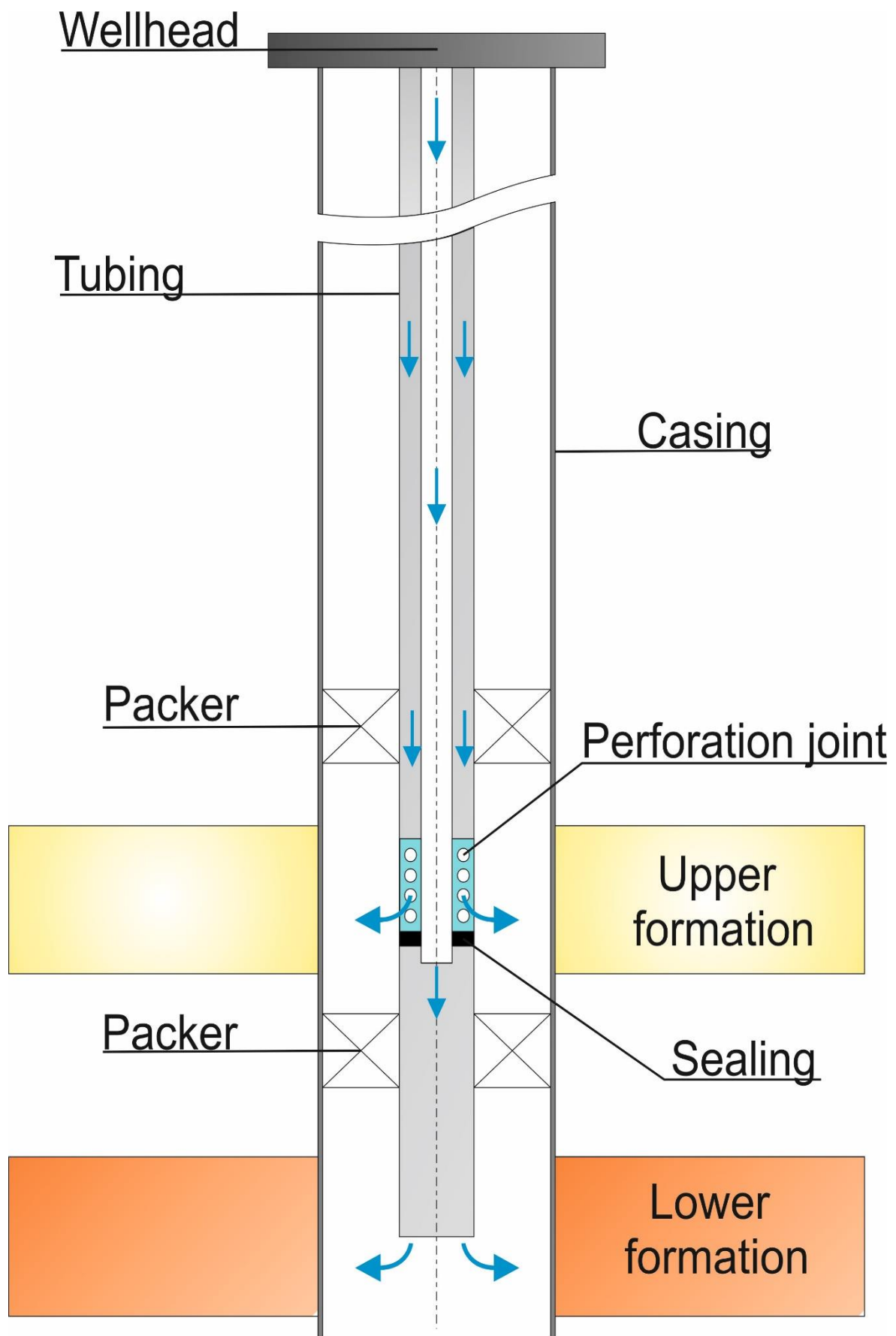


Figure 5A – Dual coaxial completion of injection well



The injection control on sing lift completion design is performed by installation of mandrels opposite productive intervals (Figure 6A) [6]. The mandrels include downhole chokes, which allows to regulate the repression value or control of injection flow rate (voidage replacement). Also, possibility of choke replacement by wireline is provided.

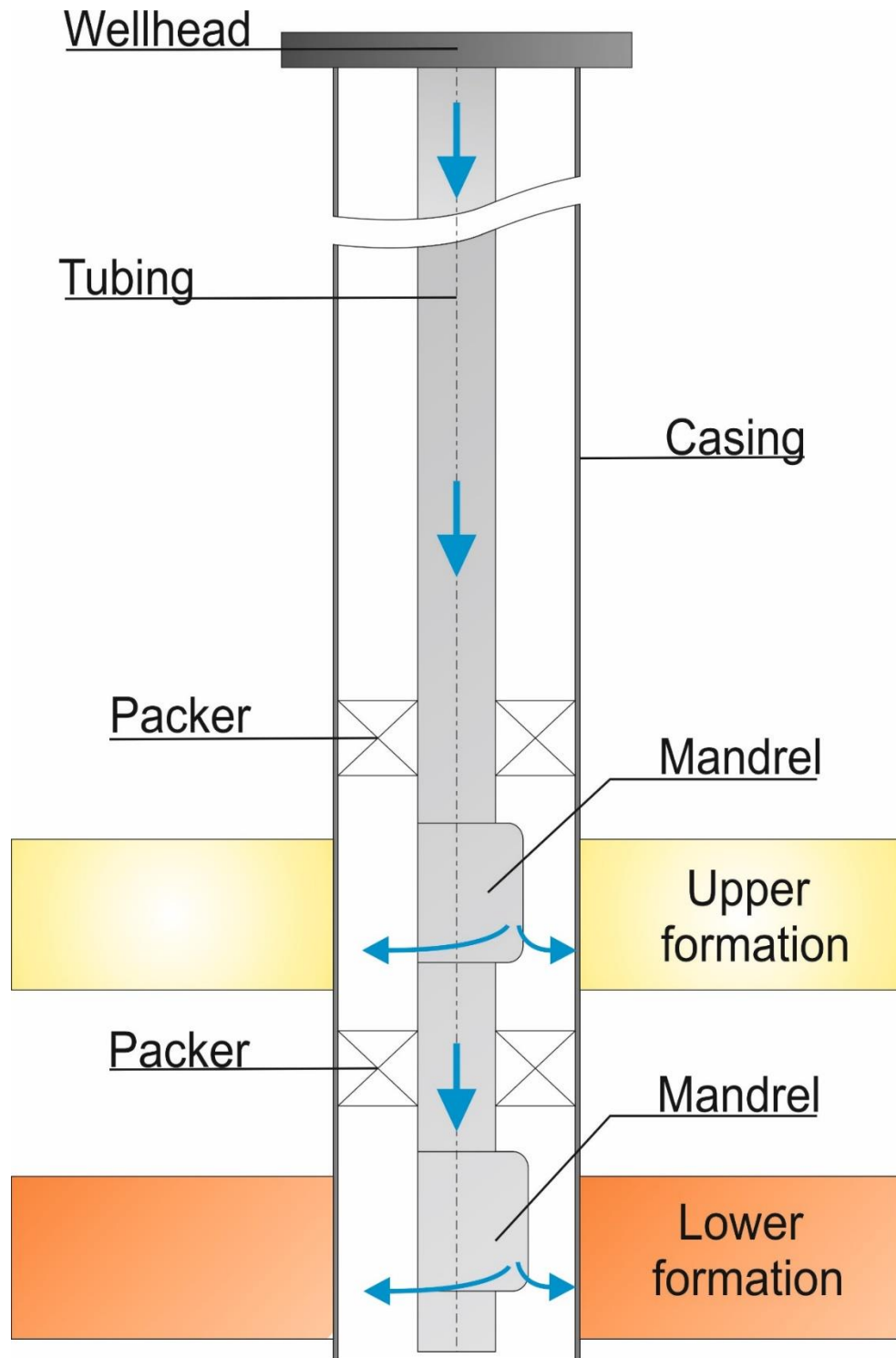


Figure 6A. Single completion of injection well with packer between layers